VII kadencja

SEJM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

KANCELARIA SEJMU
Biuro Komisji Sejmowych

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

■ **Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych (nr 15)**

z dnia 3 kwietnia 2014 r.

Pełny zapis przebiegu posiedzenia

Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych (nr 15)

3 kwietnia 2014 r.

Komisja Nadzwyczajna do spraw energetyki i surowców energetycznych, obradująca pod przewodnictwem posła **Andrzeja Czerwińskiego (PO)**, przewodniczącego Komisji, zrealizowała następujący porządek dzienny:

– informacja na temat prognoz zapotrzebowania na węgiel w Polsce do 2050 r. Analiza wariantowa;

– informacja na temat technologii wychwytywania i składowania CO_2 stanowiących determinant funkcjonowania nowych elektrowni węglowych;

– informacja na temat ograniczania niskiej emisji szkodliwych gazów poprzez wprowadzanie czystych paliw węglowych i nowych technologii ich spalania;

– dyskusja na temat przyszłości węgla do produkcji energii w perspektywie do 2050 roku.

W posiedzeniu udział wzięli: **Sławomir Brodziński** podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska – główny geolog kraju wraz ze współpracownikami, **dr hab. inż. Lidia Gawlik** zastępca dyrektora ds. naukowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie, **dr inż. Aleksandra Koteras** asystent dyrektora naczelnego Głównego Instytutu Górnictwa, **dr inż. Aleksander Sobolewski** dyrektor Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla, **Jacek Kaczorowski** prezes Zarządu Polskiej Grupy Energetycznej Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, **Kazimierz Grzechnik** prezes Zarządu Południowego Koncernu Węglowego SA, **Jerzy Suchoszek** prezes Zarządu Dąbrowskiej Fabryki Maszyn Elektrycznych Damel SA, **Andrzej Wojtyła** prezes Zarządu Elektrometal SA, **Roman Łój** prezes Zarządu Katowickiego Holdingu Węglowego SA, **Janusz Olszowski** prezes Zarządu Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej, **Sławomir Obidziński** wiceprezes Zarządu ds. produkcji Przedsiębiorstwa Obrotu Energią i Paliwami „EGW" sp. z o. o., **Szymon Adamecki** członek rady nadzorczej Przedsiębiorstwa Górniczego „Silesia" sp. z o. o., **Andrzej Przybycin** zastępca dyrektora Państwowego Instytutu Geologicznego, **Andrzej Nehrebecki** ekspert Polskich Sieci Energetycznych, **Stanisław Trenczek** zastępca dyrektora ds. naukowych Instytutu Technik Innowacyjnych „EMAG", **Eliza Błaszczyk** doradca prawny Najwyższej Izby Kontroli oraz **Jan Rzymełka** były poseł.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Katarzyna Gadecka** i **Igor Amarowicz** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dzień dobry państwu. Otwieram posiedzenie Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych.

Dziś mamy bardzo ciekawy temat przygotowywany od miesięcy. Temat, ogólnie można powiedzieć, dotyczy węgla. Mamy cztery szczegółowe tematy. Pozwolą państwo, że nie będę czytał tych wszystkich informacji. Jest tego czytania trochę. Chciałbym szczególnie podziękować panu posłowi Krzysztofowi Gadowskiemu za przygotowanie tych tematów. W Sejmie działa Parlamentarny Zespół ds. Energetyki. Pan poseł Krzysztof Gadowski jest odpowiedzialny za działania związane z energetyką, dokładniej mówiąc, z węglem.

Pan poseł poprosił o pomoc Górniczą Izbę Przemysłowo-Handlową. Pan prezes Janusz Olszowski był tym, który pomógł nam zorganizować to spotkanie, bardzo serdecznie dziękuję panu prezesowi. Temat dzisiejszego posiedzenia jest gorący zwłaszcza w kontekście tego, co zdarzyło się w ubiegłym tygodniu.

Czy ktoś ma uwagi do porządku obrad? Jeśli nie, to poproszę o pierwszą prezentację – Prognozy zapotrzebowania na węgiel w Polsce do 2050 r. Prezentacja została przygotowana przez panią dr hab. Lidię Gawlik, zastępcę dyrektora ds. naukowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Krakowie.

Nie chciałbym nikogo wyróżniać i witać imiennie, ale witam serdecznie panie i panów prezesów, wszystkich zainteresowanych, którzy podzielą się z nami swoimi doświadczeniami.

Wypowiedzi państwa muszą być rejestrowane i dlatego proszę panią doktor, by mówiła na siedząco i do mikrofonu. To jest wbrew zasadom naukowym, ale takie zasady tutaj panują i proszę o ich uwzględnienie.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Tylko „dzień dobry” powiem na stojąco. Dzień dobry państwu.

Jest mi niezwykle miło, że mogę tu przedstawić wyniki pewnych badań, które zostały przeprowadzone, między innymi, w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią. Konkretnie, przedstawię wyniki badań, które zostały przeprowadzone pod koniec ubiegłego roku na zlecenie Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej. Te badania przeprowadził duży zespół badaczy, oprócz naszego instytutu w badaniach wzięła udział Akademia Górniczo-Hutnicza oraz Instytut Studiów Energetycznych.

Badania dotyczyły scenariuszy rozwoju energetyki do 2050 r., ze szczególnym naciskiem na rolę węgla w strukturze zaopatrzenia energetyki w tym okresie. Badania zostały wykonane jako badania modelowe, gdzie model komputerowy wybierał strukturę budowy nowych mocy energetycznych w Polsce, z uwzględnieniem minimalizacji zdyskontowanych kosztów elektroenergetyki w całym okresie analizy.

Oczywiście, w takich badaniach, kiedy prognozujemy sytuację do 2050 r., konieczne jest przyjęcie wielu założeń. Takie założenia były robione wariantowo, by objąć całe spektrum możliwych wydarzeń w tak długim okresie. Jednym z czynników były prognozy możliwości podaży węgla kamiennego.

Na slajdzie kolor niebieski oznacza wariant, w którym zakłada się brak rozwoju górnictwa węgla kamiennego. Jak widać, wydobycie z aktualnie eksploatowanych złóż będzie się systematycznie zmniejszać do poziomu ok 22 mln ton w 2050 r. Ta prognoza dotyczy wyłącznie węgla energetycznego.

Czerwona linia pokazuje wariant zakładający wyższe możliwości produkcyjne, gdzie przyjęto możliwość zwiększenia wydobycia zgodnie z planami spółek węglowych. W takiej sytuacji w 2050 r. mielibyśmy do dyspozycji 44 mln ton węgla energetycznego.

Jeśli chodzi o węgiel brunatny, tu przyjęliśmy identyczne założenia, wariant niski oznaczony kolorem niebieskim pokazuje, że węgiel brunatny wydobywamy tylko z istniejących odkrywek do wyczerpania zasobów. To oznacza koniec epoki węgla brunatnego w 2050 r. Wydobycie będzie kształtować się na poziomie 4 mln ton rocznie.

Kolor czerwony oznacza wyższy wariant produkcyjny, który zakłada możliwość uruchomienia nowych odkrywek.

Oczywiście, braliśmy pod uwagę wiele innych parametrów. Prognoza kształtowania się cen emisji CO_2 była badana w dwóch wariantach. Był to wariant referencyjny, zakładający umiarkowany wzrost cen uprawnień do emisji CO_2 i wariant wysoki, oznaczony kolorem zielonym, który odpowiada mniej więcej temu, co Unia Europejska zakładała w swojej *road map* w 2050 r.

Wariantowano również ustalenia unijne dotyczące obligatoryjnego wzrostu udziału energii z OZE w finalnym bilansie zużycia energii elektrycznej netto. W tym przypadku pokażę jedynie wariant referencyjny.

Wariantowano również rozwój energetyki jądrowej, rozwój cen gazu, w którym uwzględniano albo *status quo,* czyli stan obecny, albo możliwość sukcesu wydobycia

gazu z formacji łupkowych w Polsce, który spowoduje spadek cen gazu i zwiększy jego dostępność.

Badano również możliwość i tempo rozwoju technologii CCS. Te wszystkie warianty spowodowały, że scenariuszy było wiele i pokazuję je na tym jednym, zbiorczym rysunku. Liniami ciągłymi oznaczone są warianty i zapotrzebowanie na węgiel energetyczny ze strony energetyki. Linie przerywane pokazują maksymalną możliwą podaż węgla w wariancie rozwoju i w wariancie zakładającym brak rozwoju górnictwa węgla kamiennego.

Na co powinniśmy zwrócić uwagę? Proszę państwa, bez względu na to, jak będziemy wariantować sytuację zewnętrzną, która w Polsce zdarzy się do 2050 r., sytuacja górnictwa węgla kamiennego do 2020 r. będzie taka sama. Oczywiście, zapotrzebowanie na węgiel kamienny może być bardzo duże bądź znikome, w zależności od tego, jak ukształtują się warianty zewnętrzne, które będą miały wpływ na cały system elektroenergetyczny i politykę państwa.

Tak wygląda zapotrzebowanie na węgiel brunatny na tle wielu opracowanych scenariuszy. Rzeczą charakterystyczną jest to, że do 2030 r. zapotrzebowanie na węgiel brunatny, bez względu na to jak będziemy wariantować inne sytuacje wpływające na system elektroenergetyczny, będzie takie samo. Następnie może pojawić się sytuacja, kiedy węgiel brunatny będzie potrzebny. Może też pojawić się sytuacja, kiedy ten węgiel brunatny nie będzie potrzebny.

Powiem bardziej szczegółowo. Na tym slajdzie przedstawiona jest budowa nowych mocy w zależności od podaży węgla w latach 2015-2050. Wariant referencyjny, to znaczy zakładający rozwój górnictwa węgla kamiennego i brunatnego i wariant *status quo*, gdzie założono, że nie będzie wzrostu wydobycia w górnictwie. Proszę zwrócić uwagę na to, że jeśli chodzi o budowę nowych mocy, to w wariancie *status quo* buduje się ich wiele więcej niż w wariancie referencyjnym. Podaż i zużycie węgla energetycznego i brunatnego są pokazane na tych dwóch rysunkach. Na górnym rysunku kolor popielaty oznacza zapotrzebowanie energetyki. Kolor żółty to jest węgiel, który będzie dostępny dla innych odbiorców krajowych i ewentualnie na eksport. Wielkość importu pokazuje kolor niebieski. Jeżeli będzie rozwój górnictwa węgla kamiennego w 2045 i w 2050 r. możemy spodziewać się, że zabraknie węgla dla pozostałych odbiorców krajowych, gdyż cały dostępny węgiel weźmie energetyka. Natomiast w wariancie *status quo* gwałtownie rośnie import węgla do Polski do poziomu przekraczającego wielkość krajowego wydobycia.

Na uwagę zasługuje również to, że jeśli chodzi o kolor żółty w scenariuszu referencyjnym, to wydaje się, że do 2030 r. będziemy mieli do czynienia z nadmiarem węgla dla energetyki, gdyż możliwa wielkość odbioru węgla przez pozostałych odbiorców poza energetyką i eksportu wydaje się być mniejsza niż wielkość, którą tutaj przedstawiamy.

W przypadku węgla brunatnego i rozwoju jego wydobycia w scenariuszu referencyjnym, pojawia się przedział lat 2020-2035 kiedy planu rozwojowe wydają się być przedwczesne. Rozwój tego górnictwa nie będzie potrzebny. Natomiast od 2040 r. górnictwo węgla brunatnego będzie potrzebne energetyce. Taka sytuacja dotyczy scenariusza *status quo*, kiedy nie buduje się nowych kopalni i wydobycie ze starych odkrywek znajdzie zapotrzebowanie w energetyce.

Był to wariant, w którym założono umiarkowany wzrost cen uprawnień do emisji $CO_{2.}$ Chciałabym również przedstawić inne możliwości rozwoju sytuacji. Może nastąpić rozwój wydobycia gazu łupkowego w Polsce. Druga możliwy wariant to energetyczny miks jądrowy, który mówi o tym, że decyzje o tworzeniu energetyki jądrowej zostały podjęte i w latach 2025-2030 będziemy budować 3 jądrowe bloki energetyczne po 1,5 GW każdy.

Tak wygląda zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny w tych trzech wariantach na tle podaży w wariancie referencyjnym i wariancie niskim.

Budowa energetyki jądrowej powoduje znaczące obniżenie zapotrzebowania na węgiel. Natomiast wariant rozwoju wydobycia gazu z łupków i jego użytkowania nie wywołuje konieczności tworzenia nowych znaczących mocy w energetyce gazowej.

Decyzja o budowie energetyki jądrowej i rozwój wydobycia gazu z łupków nie ma żadnego wpływu na zapotrzebowanie na węgiel brunatny, bowiem budowa nowych mocy wygląda tak, jak to jest przedstawione na tym rysunku. Zajmiemy się jedynie jego dolną częścią. To co jest na dole slajdu, powyżej koloru żółtego, to jest energetyka odnawialna, która jest wymuszona dyrektywami unijnymi, więc ta gałąź energetyki i tak będzie budowana. W związku z tym, jeśli chodzi o paliwa kopalne to widzimy, że w scenariuszu gazowym tylko w niewielkim stopniu więcej buduje się nowym mocy gazowych niż w scenariuszu, który nie przewiduje rozwoju tego sektora. Natomiast decyzja o budowie energetyki jądrowej również nie zmienia udziału nowych mocy gazowych, lecz redukuje węgiel kamienny ze struktur wytwarzania energii elektrycznej.

Co by się stało, gdyby wzrost cen uprawnień do emisji CO_2 był znacząco wyższy niż ten, o którym mówiłam, i był taki, jak ten pokazany na slajdzie kolorem zielonym? Jakie zmiany wymusza wzrost cen uprawnień? Nowe moce w takim układzie są następujące: opłacalna staje się budowa energetyki jądrowej, przy czym nie w 2025 r. ale w 2030 i 2035 r. Dzieje się to kosztem udziału gazu w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Jeśli chodzi o węgiel, to nowe moce są porównywalne, natomiast są to zupełnie inne moce. Bloki energetyczne spalające węgiel kamienny i brunatny muszą być wyposażone w technologię CCS.

Podaż i zużycie węgla kamiennego przy porównaniu tych dwóch scenariuszy przedstawionych na górnych rysunkach pozwoli w 2040 r. zauważyć obniżenie zapotrzebowania na węgiel brunatny, które później, dzięki zastosowaniu w energetyce technologii CCS, ponownie wzrośnie.

Jeśli chodzi o węgiel kamienny, to obniżenie zapotrzebowania na to paliwo spowodowane zniżką cen uprawnień do emisji CO_2 obserwujemy w latach 2030-2035, natomiast zapotrzebowanie wyższe niż to przedstawione w scenariuszu referencyjnym obserwujemy od 2040 r.

Wysokie ceny uprawnień do emisji CO_2 przełożą się na koszty wytwarzania energii elektrycznej, co widać na dolnym rysunku.

Jeszcze raz spójrzmy, jak by to wyglądało, gdybyśmy mieli alternatywę w postaci gazu lub energetyki jądrowej. Struktura budowy nowych mocy w sektorze elektroenergetycznym w takim przypadku, powtarzam przy wysokim wzroście cen uprawnień do emisji $CO_{2,}$ byłaby następująca – w przypadku dostępności gazu po niskich cenach budowa energetyki jądrowej przestaje być opłacalna, nowe moce budowane są w oparciu o gaz. Nie ma to specjalnego znaczenia jeśli chodzi o węgiel brunatny, natomiast ogranicza się budowę nowych mocy na węglu kamiennym.

Badano również scenariusz, w którym dopuszczono budowę energetyki jądrowej, zakładając, że model sam wybiera kiedy jest to opłacalne i ile takich mocy energii jądrowej zostanie zbudowanych i wtedy model buduje tę energetykę jądrową. Począwszy od 2030 r. model buduje 4 bloki po 1,5 GW każdy. Dzieje się to kosztem gazu. Nieznacznie obniża się wielkość budowanych nowych mocy opartych na węglu kamiennym i brunatnym.

Zapotrzebowanie na węgiel wygląda tak, jak tu przedstawiono, a więc jeśli chodzi o węgiel kamienny to sukces gazu i jego zastosowanie, jak gdyby wyklucza rozwój górnictwa. Widzimy, że ta niebieska linia jest znacznie poniżej możliwości podażowych obecnej niskiej podaży górnictwa węgla kamiennego, natomiast budowa energetyki jądrowej wymaga również rozbudowy zdolności podażowych górnictwa węgla kamiennego.

W przypadku węgla brunatnego do 2030 r. wystarczająca będzie podaż pochodząca ze starych odkrywek. Po 2035 r. nastąpi zapaść jeśli idzie o popyt na węgiel brunatny. Będzie ona mniejsza niż to, co mogą dać stare odkrywki. Po 2045 r. nastąpi renesans górnictwa węgla brunatnego. Będą potrzebne nowe odkrywki bez względu na to, jaki scenariusz się zarysuje.

Ponieważ wysokie ceny uprawnień do emisji CO_2 wskazywały, że technologie energetyczne oparte na węglu powinny być wyposażone w technologię CCS, zbadaliśmy również, jak tempo rozwoju technologii CCS wpływa na zapotrzebowanie energetyki na węgiel.

Mamy zatem trzy warianty. Referencyjny, w którym założono, że ta technologia osiągnie dojrzałość komercyjną w 2030 r. Następnie wariant, w którym założono, że ta technologia będzie rozwijać się szybciej i będzie dostępna już w 2025 r. Trzeci wariant zakłada, że ta technologia się nie rozwinie i do 2050 r. nie będzie możliwe jej użytkowanie w energetyce.

Tak wyglądają wyniki. To jest wariant bez CCS, kiedy nie będzie tej technologii dostępnej do zastosowania w elektroenergetyce. To oznacza brak potrzeby rozwoju górnictwa. Górnictwo węgla kamiennego nie będzie stosowane, ale jeśli spojrzymy na węgiel brunatny, to również wystarczą stare odkrywki.

Bez CCS, przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO_2, górnictwo węglowe nie będzie mogło funkcjonować. Jeśli ta technologia będzie się rozwijać, to od 2030 r., jak jest to w scenariuszu referencyjnym, czy też wcześniej, zapotrzebowanie na węgiel w ostatnich latach, których dotyczy ta analiza, będzie rosło. Węgiel będzie potrzebny i na ten okres trzeba przygotować program rozwoju górnictwa węgla kamiennego i górnictwa węgla brunatnego.

Krótkie podsumowanie. Udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii zależy przede wszystkim od ukształtowania się poziomu cen uprawnień do emisji CO_2, zdolności podażowych węgla oraz rozwoju krajowego sektora gazowego. Bez względu na poziom krajowej podaży węgla kamiennego sektor elektroenergetyczny będzie wykorzystywał węgiel do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Przy ograniczeniu dostaw krajowych będą wykorzystywane węgle importowane.

Przy umiarkowanym wzroście cen uprawnień do emisji CO_2 w analizowanym okresie, popyt na węgiel w sektorze elektroenergetycznym przekroczy możliwości podaży z funkcjonujących obecnie kopalń. Wskazany zatem jest dalszy rozwój górnictwa węgla kamiennego i brunatnego. Natomiast priorytetem jest ustalenie takiego programu inwestycyjnego, który byłby optymalny z punktu widzenia całego sektora i który byłby w tym sektorze zsynchronizowany tak, aby w pewnych latach nie występowała nadpodaż węgla lub jego niedobór.

Rozwój energetyki jądrowej jest rozwiązaniem ekonomicznie uzasadnionym w przypadku scenariuszy zakładających wysoki wzrost cen uprawnień do emisji CO_2, natomiast niski poziom cen tych uprawnień nie stymuluje decyzji o oddaniu do użytku bloku jądrowego w 2025 r. To byłoby zbyt wcześnie.

Energetyka gazowa ma większe znaczenie dla rozwoju sektora energii w przypadku wysokich cen uprawnień do emisji CO_2. Będzie wypierać węgiel ze struktury pierwotnych nośników energii jeśli nie dojdzie do komercjalizacji technologii CCS. Rozwój technologii CCS w stopniu umożliwiającym jej użycie w elektroenergetyce otwiera szerokie możliwości wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej w sytuacji wysokich cen uprawnień do emisji CO_2, dając szanse rozwoju krajowej branży górniczej.

Pespektywy i rola, jaką ma pełnić w krajowej gospodarce górnictwo węgla kamiennego, będzie zależała od kilku czynników, o czym tu mówiłam. Chciałabym powiedzieć, że do zadań rządu powinno należeć ukierunkowanie polityki klimatycznej Unii Europejskiej i podjęcie decyzji dotyczącej kierunków polityki energetycznej Polski, gdyż niektóre z rozwiązań wzajemnie się wykluczają. Dziękuję państwu za uwagę.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję bardzo. Mamy te informacje w głowie i będzie to dobry moment na dyskusję. Pierwszy pan poseł Tomasz Nowak.

Poseł Tomasz Nowak (PO):

Pani profesor, w tej metodologii badań zabrakło mi uwzględnienia nowych technologii spalania węgla. To też mogłoby do alternatywnego scenariusza zdarzeń. Efektywność spalania to jedno. Drugie to uwzględnienie procesów inwestycyjnych i spięcia finansowania, bowiem to co się dzieje w tej chwili nie wpływa na sytuację węgla do 2020 r. i po 2020 r. mogą nastąpić alternatywne scenariusze. One nie nastąpią, jeśli w tej chwili do 2020 r. nie będą podjęte decyzje polityczne i wiążące się z tym decyzje inwestycyjne polegające na spięciu finansowania w perspektywie opłacalności całej produkcji.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Teraz pan minister Piotr Naimski.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Panie przewodniczący, pani profesor, powiem, że z większością, może nawet wszystkimi wnioskami płynącymi z tej prezentacji zgadzam się, bo to jest, moim zdaniem, zdroworozsądkowe, natomiast mam kilka pytań dotyczących metodologii. Chciałbym się dowiedzieć, jakie dane założyła pani profesor jeśli chodzi o zapotrzebowanie na energię w naszym kraju? Skąd one pochodzą i na czym są oparte? Cały ten model, który pani konstruuje – zapotrzebowania na węgiel i produkcji węgla oraz innych nośników energii – musi być skorelowany z zapotrzebowaniem na energię, bo to jest cały proces inwestycyjny i decyzje o nowych mocach.

Pani operuje tutaj danymi dotyczącymi nowych mocy opartych na różnych nośnikach energii. Mówiąc krótko, oczekuję wyjaśnień dotyczących metodologii i mówię to nie kontestując wniosków.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Pani profesor, prosimy o odpowiedź.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Odpowiem na to ostatnie pytanie. Metodologia jest szeroko opisana w książce. Program, którego używałam, to program optymalizacyjny TIMES-PL. Był on podstawowym narzędziem. Tak jak powiedziałam, minimalizacja zaktualizowanej wartości netto, łączny koszt analizy w całym badanym okresie jest wykonywana przez sprawdzony model. Technologie były wybierane do tego modelu i jeśli chodzi o te technologie, to dla nich uwzględniano zarówno stan obecny, jak i pewną perspektywę, były zakładane krzywe uczenia się dla tych technologii. Te badania były robione, to odpowiada na pana pytanie dotyczące efektywności energetycznej……

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Pani profesor, chciałbym, abyśmy sprecyzowali zakres problemu.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Pani profesor, te modele są modelami, natomiast modele wymagają danych. Pytam o dane, które pani profesor do tych modeli użyła.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Jeśli chodzi o prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną to była wykonana analiza i została przyjęta. To, co państwu przedstawiłam, dotyczy scenariusza referencyjnego, w którym założyliśmy, że zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie do 2050 r. do wysokości 204 TWh. Badaliśmy również warianty, w których to zapotrzebowanie było wyższe i niższe od podanego. Ten rysunek to przedstawia. Coś trzeba było wybrać. Wszystko jest wariantowe. Sprawy finansowania nie były brane pod uwagę, jeśli chodzi o założenia. Natomiast potrzebne nakłady inwestycyjne są wynikiem każdego z możliwych scenariuszy. Koszty wymienionych tu technologii są podane. Nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne działania i koszty paliwowe również zostały zaprognozowane.

Przepraszam, trochę skaczę tu po tematach.

Mam również podane ceny poszczególnych paliw, które zostały wzięte do analizy okresu do 2050 r. Ceny węgla zostały zwariantowane na ceny nieco niższe i ceny z lekkim wzrostem. Do tych modeli zostały również zwariantowane ceny gazu. Powstało 16 scenariuszy. Na dzisiejszym posiedzeniu przedstawiłam 12 z nich, opierając się wyłącznie na referencyjnym poziomie popytu na energię elektryczną.

Proszę państwa, ile czasu bym nie dostała, tak długo mogę na ten temat mówić.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Mamy kilka zgłoszeń do dyskusji. Kluczowe w tym, o czym w tej chwili mówimy, jest podstawa podjęcia takiej, a nie innej decyzji. Jeśli się nie pozna bazy, z której się startuje, to nie zobaczymy celu, do którego chcemy dojść. Tak możemy mówić o różnych różnościach. Proszę bardzo, jeszcze jedno doprecyzowujące pytanie.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Mam prośbę do pani profesor o przesłanie nam do Komisji, jeśli jest to możliwe, pełnej publikacji zakresu i wyników badań, które państwo prowadzili. To, co pani profesor powiedziała w odpowiedzi na moje pytanie, to jest to, czego zabrakło w tej prezentacji. Mam jeszcze jedno pytanie. Czy wśród różnych zakładanych wariantów pojawił się taki, w którym założyli państwo, że polityka klimatyczna w Unii Europejskiej zostanie zarzucona?

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Tylko w pewnym stopniu. Gdzieś to mam. Przepraszam za to bieganie. Tu coś powinnam znaleźć.

Tu są nasze scenariusze, które zostały opracowane. Polityka klimatyczna zostałaby zarzucona, gdyby zlikwidowano konieczność zakupu uprawnień do emisji CO_2. Nie. Takiego wariantu nie robiliśmy.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Czy to jest duży kłopot stworzenie takiego wariantu?

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Nie.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

A czy można prosić panią profesor o taką analizę? To byłoby dla nas bardzo interesujące.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Bez CCS i cen uprawnień do emisji?

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Chodzi o moment, kiedy załamuje się unijna polityka klimatyczna. Jej nie ma. Odchodzi się od tego, bo Unia Europejska jest w kryzysie.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Dla mnie odpowiedź jest jasna. Mogę to panu powiedzieć bez modelu. Będzie węgiel i nic więcej. Nie będzie energii produkowanej z OZE, bo unijna polityka klimatyczna się załamała. Najtańszym źródłem energii jest węgiel brunatny.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

To wiemy. Gdyby można było wprowadzić to porównawczo do analizy pani profesor, to byłoby to instruktywne, że tak powiem. Dziękuję bardzo.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Proszę.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Oczekujemy jeszcze na odpowiedź na pytanie posła Nowaka. Później głos zabierze pani poseł Zalewska i pan poseł Rzymełka. Czy pani poseł musi w tej chwili zadać pytanie?

Poseł Anna Zalewska (PiS):

O godzinie 11.00 jestem sprawozdawcą na posiedzeniu plenarnym.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Jeśli tak, to proszę bardzo.

Poseł Anna Zalewska (PiS):

Dziękuję, panie przewodniczący i przepraszam kolegę. Chciałabym dołączyć się do prośby pana ministra Naimskiego. Czego mi brakuje wśród tych danych i tych założeń? Być może uda mi się to odnaleźć po szczegółowej analizie.

Po pierwsze, nie widzę możliwości aż tak wielkiego wzrostu zapotrzebowania na energię. Dlaczego? Dlatego, że, po pierwsze, jeżeli do 2020 r. realizujemy pakiet klimatyczno-energetyczny to realizujemy również oszczędności w zapotrzebowaniu na energię w postaci banalnych działań takich jak wymiana okien czy ocieplanie budynków. Jesteśmy zobowiązani to robić.

Liczba ludności, pani profesor, która drastycznie nam maleje. Mamy niż demograficzny. Badania ONZ mówią, co prawda, nie o 2050 r., ale o końcu wieku i mówią o 16 mln obywateli w Polsce przy takim poziomie dzietności. Dane te, przy takim dramacie demograficznym, nie biorą pod uwagę emigracji. Oprócz tego, powinniśmy założyć wzrost gospodarczy, jeżeli mówimy o zapotrzebowaniu na energię. To jest bardzo interesujące i tak różne są wszystkie możliwe warianty rozwoju sytuacji. Z tą diagnozą również się zgadzam, natomiast chciałabym usłyszeć opinię pani profesor.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

To, co państwu przedstawiłam, jest pokazane środkową niebieską linią. Zieloną linią pokazane jest to, co prognozuje Kancelaria Prezesa Rady Ministrów w swoich ostatnich bilansach. Nasze prognozy są zbliżone do rządowych. Zakładają nieco większy wzrost zapotrzebowania na energię.

Tego praca nie dotyczyła; oczywiście, jakieś założenia trzeba było przyjąć, ale nie jest to odrębna praca na temat prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną. To był jedynie jeden z ważnych czynników. Proszę zauważyć, że rozważaliśmy, pokazuje to kolor niebieski, niższy wzrost zapotrzebowania oraz wariant znacznie wyższego finalnego zużycia energii w Polsce. Te wszystkie trzy warianty zostały „przepracowane", dając porównywalne wyniki. Przy wyższym zapotrzebowaniu na energię pojawiło się większe zapotrzebowanie na węgiel. Przy niższym zapotrzebowaniu na energię udział węgla był niższy. To były bardzo proporcjonalne zmiany.

Czy są jeszcze pytania?

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Teraz pan poseł Jan Rzymełka.

Były poseł Jan Rzymełka:

Chciałbym zapytać, czy zanim zaczęli państwo tworzyć tę prognozę, analizowali państwo podobne prognozy wykonane przez instytucje polskie i europejskie, które dotyczą tego tematu? Są one generalnie zlecane przez sektor węglowy gospodarki. Te poprzednie prognozy były bardzo optymistyczne. Mówiły o tym, że jest fajnie, okay i wszystko idzie do góry. Później okazywało się, że niektóre firmy już po roku były bankrutami. Chodzi mi o wiarygodność tych prognoz. Czy brali państwo pod uwagę istniejące ryzyka? Jednym z podstawowych ryzyk dla podaży węgla jest brak zgody samorządów lokalnych na nowe koncesje wydobywcze na węgiel kamienny. Może nie tyle brak zgody, co możliwości przedłużania decyzji koncesyjnej na kolejne długie lata. To jest jedno z głównych zagrożeń. Może większe od tych wszystkich wariantów politycznych ATS, emisji czy polityki klimatycznej. Tego tutaj nie zauważyłem.

Moje kolejne pytanie dotyczy tej prognozy na najbliższe 10-15 lat, której sprawdzalność kształtuje się na poziomie 30-40%. Do 2050 r. mamy jeszcze 35 lat. Jaki jest procent wiarygodności tych prognoz w tak długim okresie? Są metody liczenia i chciałbym wiedzieć, czy państwo ocenili w ten sposób swoją pracę?

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Powiem tak, że prognozy są na tyle dobre, na ile odpowiednio dobrano założenia użyte do tych prognoz. Nie chcę mówić, że zrobiliśmy to w jedyny dobry sposób, natomiast by zminimalizować ryzyko wariantowaliśmy wiele rzeczy. Nie były robione analizy wrażliwości. Przy tylu scenariuszach byłoby to niemożliwe. Analiza wrażliwości poszczególnych scenariuszy była weryfikowana poprzez zmienianie jednego z parametrów w zakresie, o którym tu państwu mówiłam. Oczywiście, perspektywa 2050 r. zawsze może budzić niepewność, natomiast to, na co chcę zwrócić uwagę to fakt, że przy okazji pokazaliśmy również, jak będzie wyglądało zapotrzebowanie energetyki w najbliższych latach. To nie jest optymistyczna prognoza dla górnictwa węgla kamiennego i brunatnego. Najbliższe dziesięć lat dla górnictwa węgla kamiennego, bez względu na rozwój zdarzeń, to jest borykanie się z nadpodażą węgla na rynku. Stąd też nasz wniosek, że rozwój górnictwa jest potrzebny, ale musi być tak umieszczony w czasie, żeby nie powstawała nadpodaż tego surowca.

Jeśli chodzi o górnictwo węgla brunatnego, to horyzont, w którym wystarczy tego paliwa dla energetyki, to jest 2030 r. Jest to niezależne od rozwoju sytuacji politycznej i gospodarczej w kraju i państwach unijnych. Jeżeli chcielibyśmy mieć po 2030 r. tani prąd i zdywersyfikowaną strukturę wytwarzania energii elektrycznej i chcemy korzystać z tego rodzimego surowca, to węgiel brunatny będzie potrzebny pod warunkiem, że technologia CCS będzie dostępna i zostanie wykorzystana komercyjnie.

Odpowiadając panu posłowi Rzymełce chcę powiedzieć, że są to tylko pewne wskazania do rozwoju, natomiast nie zajmowaliśmy się wpływem sytuacji społecznej i politycznej na górnictwo.

Były poseł Jan Rzymełka:

Dziękuję bardzo. To jest jedno z najlepszych opracowań opublikowanych do tej pory w Polsce. Czy mają państwo jakiś aneks? To były zalecenia dla rządu. Co powinien zrobić rząd. Czy są jakieś wskazania dla posłów Sejmu i posłów Parlamentu Europejskiego dotycząca tego, co powinni robić, aby zapewnić sektorowi energetycznemu dobrą przyszłość? Tam taki aneks bardzo by się przydał.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Daję wskazanie już i natychmiast. Pakiet klimatyczny nie może zmierzać do tego, co jest napisane w *road map*. CCS możemy stosować w wymiarze racjonalnym. W przypadku OZE, o tym wcześniej nie mówiłam, powinny być określone limity udziału energii z tych źródeł w miksie energetycznym. Jeśli wypełniamy narzucone przez Unię Europejskie wymagania do 2020 r., to w latach późniejszych produkcja energii ze OZE powinna być poddana prawom rynkowym. Niektóre z tych technologii zdążą dojrzeć i jeżeli będą tanie, to zdobędą rynek. Nie ma natomiast potrzeby by na siłę budować, na przykład, farmy wiatrowe na morzu, są one drogie, po to tylko, żeby spełnić warunki unijne. Z tym trzeba walczyć.

Do 2020 r. poradzimy sobie tak czy siak. Po 2020 r. pakiet klimatyczny powinien generalnie wyglądać inaczej. Nie mówię, że nic nie należy robić. Coś należy robić, ale przekonanie, że globalna polityka w zakresie ochrony klimatu jest jedynym racjonalnym rozwiązaniem jest błędne i Polska powinna dawać wyraz temu stanowisku.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Bardzo dziękuję, pani profesor. Chciałbym zaproponować pewne rozwiązanie. W czwartym punkcie porządku obrad mamy dyskusję na temat przyszłości węgla i produkcji energii w perspektywie do 2050 r. Zatem na tę dyskusję będziemy mieli czas. Za chwilę omawiany będzie równie ciekawy temat poświęcony nowym technologiom spalania węgla, później będziemy mówić o nowych technologiach spalania i jeśli wysłuchamy tych dwóch kolejnych prezentacji, to wtedy będziemy mieć większy pakiet informacji do dyskusji. Jeśli ktoś ma jeszcze pytanie dotyczące prezentacji pani profesor, to proszę bardzo. Pan marszałek Dorn.

Poseł Ludwik Dorn (SP):

Mam krótkie pytanie do pani profesor. Powiedziała pani, że wykorzystywanie węgla brunatnego będzie uzasadnione, jeśli technologia CCS będzie dostępna na warunkach komercyjnych. Nic na to nie wskazuje, że będzie. W związku z tym, jeżeli nie będzie dostępna na warunkach komercyjnych, to co wtedy? Pytam o węgiel brunatny.

Zastępca dyrektora ds. naukowych IGSMiE PAN w Krakowie dr hab. inż. Lidia Gawlik:

Pomogą nam wtedy niewysokie ceny uprawnień do emisji $CO_{2.}$ Wtedy węgiel brunatny może być wykorzystywany do produkcji energii. Pozwoli na to suma kosztów jego wydobycia i eksploatacji. Natomiast jeśli ceny uprawnień będą zbyt wysokie, ten surowiec przestanie być opłacalny. CCS jest szansą dla węgla brunatnego. Jest jedną z technologii, których użycie rozważaliśmy. Po 2030 r. bez technologii CCS węgiel brunatny nie będzie mógł być wykorzystywany.

Na jeszcze jedną rzecz chciałabym zwrócić uwagę, nie mówiłam o tym wcześniej. Mówiłam, że konieczny będzie rozwój górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w ostatnich latach przedmiotowej analizy. Nie znaczy to, że decyzje o tym rozwoju możemy

odłożyć do 2040 r. Wybudowanie kopalni i elektrowni zajmuje dwadzieścia lat. Jesteśmy w momencie, w którym te decyzje muszą być podjęte.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję bardzo. Mam nadzieję, że po kolejnej prezentacji pani dr inż. Aleksandry Koteras lepiej będziemy rozumieć technologię wychwytywania CO_2 i szanse użytkowania tych technologii – czy jest to możliwe, realne i ile by to kosztowało? Prosimy bardzo.

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Witam państwa serdecznie. Stosując się do zasad będę mówiła na siedząco.

Kontynuując podjętą tu dyskusję chciałabym powiedzieć kilka słów na temat technologii CCS, ale zanim przejdę do tego tematu to przedstawię charakterystykę programu emisji CO_2, czyli jest to temat gorący, o którym dyskutujemy.

Chciałam przekazać państwu kilka informacji dotyczących globalnej emisji. Tu widzą państwo emisję największych gospodarek świata. Zaczynając od dołu, są to Stany Zjednoczone później Unia Europejska, Japonia, ale tu trzeba spojrzeć przede wszystkim na Chiny i Indie. Przedstawiłam to również na rysunku obok, gdzie widać, jak wygląda zmiana rocznej emisji USA i Chin. Po Chinach widać wyraźnie rozwój gospodarczy, który miał miejsce w ostatnich latach i jak szybko windował on emisję dwutlenku węgla.

Tu właściwie jest to samo, ale w nieco innym ujęciu. To są analizy zmiany emisji globalnej dwutlenku węgla w porównaniu do 1990 r., gdzie na wykresie ten rok przyjęto za punkt zerowy, do 2012 r. w skali świata i do 2011 r. w przypadku Unii Europejskiej.

Nie wiem czy jest to widoczne, ale te zmiany zaznaczyłam pionowymi strzałkami, dokładnie wektorami. To samo jest na wykresie po prawej stronie, z tym, że jako rok bazowy potraktowano tu 2005 r. Wyraźnie widać sensowność polityki klimatycznej i wszystkich podejmowanych przez nas działań na rzecz ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Tu widać w ujęciu procentowym, jak wzrosła w tym samym czasie emisja w Chinach i w innych gospodarkach.

Trochę inaczej, ale dość ciekawie, wygląda ten problem jeśli emisję globalną przedstawimy w przeliczeniu na jednego mieszkańca danego kraju. Widzimy, że Chiny są już na końcu tego wykresu, a na jego początku są czołowe gospodarki świata. Są to „czyste" kraje, bo przed nami są jeszcze Norwegia, Finlandia, Belgia, w czołówce są Stany Zjednoczone, Kanada i Australia. W takim ujęciu problem emisji globalnej w przeliczeniu na jednego mieszkańca wygląda nieco inaczej.

Przemieszczając się na nasz rynek europejski – tu widzimy całkowitą emisję państw Unii Europejskiej, jak widać, jest tu zaznaczona Polska, ale mimo naszej węglowej gospodarki nie jesteśmy największym emitentem. Jest jeszcze Francja, która wydaje się „czysta", bo produkuje energię jądrową, Włochy, Wielka Brytania i Niemcy. Kiedy państwo spojrzą, widać, że Niemcy emitują w skali roku ponad dwukrotnie więcej CO_2 niż Polska.

To są w nieco innym ujęciu te same dane. Widać zmiany w porównaniu do 2011 i 2012 r. Polska o 5 punktów procentowych obniżyła własną emisję, ale takie kraje jak Niemcy i Wielka Brytania emisję w tym czasie zwiększyły.

Teraz kilka słów o technologii CCS. Państwo doskonale zdają sobie sprawę, dlaczego w ostatnich latach tak bardzo rośnie zainteresowanie tą technologią. To efekt działania pakietu klimatycznego. Pozostaje mieć życzenie, by pozostał w takim kształcie, w jakim się pojawił, i że nie będzie się rozwijał.

To, co najbardziej interesuje nas z punktu widzenia wykorzystania technologii CCS, to możliwość emisji dwutlenku węgla. Proszę państwa, trzeba pamiętać, że to nie jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla. To jest utylizacja CO_2 i nie ma to nic wspólnego ze zmniejszaniem emisyjności gospodarek, a wręcz przeciwnie, o czy powiem za chwilę.

Dlaczego jest to tak poważny problem dla naszej energetyki? Energetyka oparta na węglu jest najbardziej emisyjna. Tu mają państwo porównane różne źródła pozyskiwania energii elektrycznej i emisyjność tych źródeł. Jak widać, gaz ziemny również nie jest czystym paliwem. Też wykazuje pewną emisję, oczywiście, jedną z najniższych, ale ta emisja również jest.

Mówiąc o emisyjności, trzeba oczywiście porównać ją do emisyjności sektorów energetycznych poszczególnych krajów. Tu mamy podobną sytuację, jak w przypadku emi-

syjności dwutlenku węgla w ujęciu całkowitym – porównanie emisyjności gospodarki Unii Europejskiej z gospodarką Chin, Stanów Zjednoczonych i innych wybranych krajów całego świata.

Należy pamiętać o tym, że węgiel to nasze podstawowe źródło energii. Polska ma jeden z najwyższych współczynników bezpieczeństwa energetycznego, który jest efektem tego, że bazujemy na własnych zasobach tego surowca. W 2012 r., jeśli patrzymy ma energię pierwotną, całkowity udział węgla kształtował się na poziomie 50%. Jeśli chodzi o energię elektryczną, to udział węgla w jej wytworzeniu kształtował się na poziomie 80%. W przypadku węgla kamiennego było to 50% i węgla brunatnego ponad 30%.

I jeszcze to, o czym wspominała pani profesor i państwo zwracali na to uwagę: tu nie ma, co prawda, węgla brunatnego, który jest jeszcze tańszym nośnikiem energii; jak widzimy, węgiel kamienny i węgiel brunatny to najtańsze paliwa.

Energia jądrowa nie została tu uwzględniona.

Jeśli mówimy o gazie, to musimy mieć świadomość, że będzie to głównie gaz importowany. Będzie to głównie import z Rosji. Polska, jeśli dobrze pamiętam, jest krajem, który 80% gazu importuje z Rosji. To uzależnienie, jeśli będziemy odchodzić od węgla i nie będziemy doinwestowywać naszych źródeł energii, bo istniejące zasoby wystarczą na kilkadziesiąt lat; mamy też zasoby, które powinny zostać udostępnione i wykorzystane, zatem to uzależnienie będzie rosnąć. Należy pamiętać, że o ile złoża węgla występują właściwie w każdym kraju i na każdym kontynencie, to gaz może być dostarczany do Polski z krajów niestabilnych politycznie, co będzie dodatkowym utrudnieniem i będzie wywoływało niepokój w polityce energetycznej.

Teraz sama technologia. Dwutlenek węgla można składować w trzech lokalizacjach. Są to wyczerpane złoża węglowodorów po ropie naftowej i gazie ziemnym. To jest najlepszy sposób składowania, ale dla nas niedostępny dlatego, że mamy bardzo mało tych pustek poeksploatacyjnych. Nie są wystarczające dla ilości gazu, które chcielibyśmy tam składować.

Jeśli chodzi o pokłady węgla, czyli o pokłady, które nigdy nie będą eksploatowane z uwagi na, na przykład, warunki ekonomiczne, to odpowiednie analizy były przeprowadzone i wyniki badań mówią, że takie struktury nie dają optymistycznych przesłanek, które wskazywałyby na możliwość składowania dwutlenku węgla.

Pozostają nam warstwy piaskowcowe, czyli tzw. *aquifery*. Są to struktury o dużym zasoleniu. Są one jednak w dalszym ciągu nie rozpoznane.

Żeby mówić o technologii CCS trzeba odnosić się do uwarunkowań geologicznych i mieć świadomość, że tu bardzo trudno spełnić wymagane warunki. Jeśli mówimy o składowaniu w tych *aquiferach*, to mówimy o głębokościach na poziomie 800-1000 m. Nie może to być głębokość większa niż 2500 m. Taka wyklucza bowiem opłacalność przedsięwzięcia. To składowanie na niższych głębokościach w tej chwili jest nieopłacalne, ale na tych większych będzie jeszcze trudniejsze. Warstwa, w której będziemy składować dwutlenek węgla, musi mieć grubość przynajmniej 50 m. Powinna charakteryzować się odpowiednią porowatością, przepuszczalnością, brakiem uskoków i innych zaburzeń geologicznych.

Dlaczego mówię o głębokości 800-1000 m.? Wtedy dwutlenek węgla zmienia swoje właściwości fizykochemiczne i jest składowany w fazie nadkrytycznej. Ten rysunek doskonale to pokazuje. Wraz z głębokością zwiększa się gęstość. Im głębiej, tym lepiej. Ta głębokość krytyczna, na której dwutlenek węgla przechodzi w fazę nadkrytyczną, to właśnie 800-1000 m.

Trzeba zapewnić warunki do bezpiecznego składowania dwutlenku węgla. Nie mówimy tu o kresie 20, 50 lat, tylko są to setki i tysiące lat. Tu jest obrazowo przedstawione, jak dwutlenek węgla zachowuje się w tej strukturze.

Teraz powiem o inicjatywach podejmowanych globalnie. Ta mapa wygląda dobrze, jednak są to inicjatywy podejmowane w zakresie pojemności składowisk. Nie mówimy tutaj o wykorzystaniu technologii, która działałaby na zasadach komercyjnych. W tej chwili są prowadzone analizy, gdzie i ile tego dwutlenku węgla można przechować, i jeśli przeanalizujemy działania podjęte w ostatnich latach – początek badań i rok 2010 wska-

zuje kolor zielony, a tu mamy styczeń ubiegłego roku – to możemy zauważyć, że liczba tych inicjatyw maleje w skali globalnej.

Ta mapa z pewnością również jest państwu znana. Wprowadzając pakiet klimatyczny Unia Europejska postanowiła wybudować demonstracyjne instalacje dla technologii. W tej chwili żadna z tych instalacji nie pracuje. Powiem szczerze: broni się jeszcze w jakiś sposób *road* , ale odwiedziłam kilka takich instalacji, bo interesowałam się tą technologią; nie ma pilota, nie ma skali demonstracyjnej, nie myślimy o skali komercyjnej tej technologii.

Tu pokazane są ceny dwutlenku węgla. System handlu uprawnieniami do emisji miał być systemem zachęcającym do inwestowania w technologię CCS. Dopóki ceny dwutlenku węgla wyglądają tak, jak wyglądają, użytkowanie tej technologii nie ma sensu, bo jest ona bardzo droga.

Jeżeli te ceny będą rosły, to trzeba doinwestować tę technologię, by nasze rodzime surowce były wykorzystywane i dawały nam gwarancję bezpieczeństwa energetycznego. Przy tak funkcjonującym rynku wiemy, co stało się z *backloading*'iem. Do tego dołączyły próby wprowadzenie kolejnego parapodatku MSR, który, jeśli wejdzie w życie, będzie podnosił ceny dwutlenku węgla.

W Polsce było wiele prób związanych z rozpoznaniem technologii CCS. Projekt, który był realizowany na zlecenie Ministerstwa Środowiska, czyli „Działania Ministerstwa Środowiska w celu rozpoznania struktur geologicznych dla podziemnego składowania dwutlenku węgla", został zrealizowany. Dla aglomeracji śląskiej powstała „Inicjatywa technologiczna". Mamy już wyniki badań z firmy Rekopol Organizacja Odzysku SA, które wykazują, że składowanie dwutlenku węgla w wykorzystanych pokładach nie ma dużego sensu. Niemniej jednak te struktury zostały przeanalizowane i możliwe pojemności składowania zostały wstępnie policzone. Najbardziej perspektywiczne są *aquifery*, które mamy. Można tam składować dwutlenek węgla. Problemem są, o czym powiem za chwileczkę, uwarunkowania prawne, które komplikują sytuację. Ale o tym za chwilę.

Co się dzieje w Europie, proszę państwa? Niemcy, o których już wspominałam, są bardzo „czyste" i tam energetyka oparta na węglu jest bardzo wysoka. Tylko w 2013 r. jedynie z węgla brunatnego wyprodukowano tam tyle energii, ile Polska wyprodukowała ze wszystkich nośników. Mówimy tylko o węglu brunatnym. To były 162 TWh , do tego dochodzą 124 TWh z węgla kamiennego. Działając równolegle na rzecz OZE, bo wiemy, że Niemcy wyłączyły się z wykorzystywania energetyki jądrowej, energetyka oparta na węglu tam funkcjonuje. Powiem więcej, w ubiegłym roku Niemcy sprowadziły do kraju ponad 40 mln ton węgla kamiennego. Najwięcej w przeciągu ostatnich 20 lat, bodajże.

Bardzo ważna rzecz dla naszej energetyki – na posiedzeniu Komisji była już o tym mowa – to kwestia sprawności bloków energetycznych. Dlaczego Niemcy wygrywają z nami? Dlatego, że ich bloki są dużo sprawniejsze. To jest również kierunek działań dla naszej energetyki. W zależności od zastosowanej technologii bloku energetycznego maleje oczywiście, wraz z zaawansowaniem technologii, emisyjność danego bloku. Reasumując, tylko poprzez podnoszenie sprawności bloków energetycznych można obniżyć emisję dwutlenku węgla. Im bardziej zaawansowana technologia, tym mniejsza emisja. Na tym wykresie poniżej widać poziom emisyjności w zależności od zastosowanych technologii. To są dane rzeczywiste pochodzące z funkcjonujących obiektów. Najwyższy poziom dla Stanów Zjednoczonych – pośrodku jest bodajże najczystsza elektrownia w Stanach Zjednoczonych. Pozostałe – to siłownie japońska i chińska. Wyraźnie widać dążenie do poprawienia sprawności, by ta emisja była jak najmniejsza.

Ostatnie informacje z Wielkiej Brytanii mówią, że *CCS Association*, czyli stowarzyszenie powołane na rzecz technologii CCS, wskazuje w ostatnim raporcie, że w Wielkiej Brytanii dzięki wdrożeniu technologii CCS ceny hurtowe energii będą niższe o 15% w stosunku do cen energii uzyskiwanej bez tej technologii. Zakłada się, że w Wielkiej Brytanii do 2030 r. powstaną elektrownie o łącznej mocy 12 tys. MW, których bloki energetyczne działać będą z instalacjami „*Capture Ready*", które mogą wykorzystywać technologię CCS.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Instalacje „*Capture Ready*"?

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Tak, instalacje „*Capture Ready*". Tu jest duża zależność od polityki. W tej chwili możemy budować bloki energetyczne z obowiązkową instalacją „*Capture Ready*" i jeśli będzie potrzeba, można uruchomić technologię CCS.

Jak widać, inne kraje europejskie wykorzystują węgiel i idzie im to dobrze. Inne zrobiły rachunek opłacalności, inwestują w CCS. Jeśli idzie o możliwość wykorzystania tej technologii w Polsce to, oczywiście, ona istnieje. Mamy odpowiednie struktury geologiczne, niemniej jednak, to wszystko cały czas kalkulowane jest na podstawie badań szacunkowych. Były obliczone pojemności do składowania, były zlokalizowane te najlepsze struktury.

Proszę państwa, nie było jednak ani jednego projektu pilotażowego. Nie mówię o projekcie demonstracyjnym, o projektach komercyjnych nie ma co wspominać.

Dodam jeszcze, że taka struktura geologiczna powinna mieć odpowiednią odporność i funkcjonalność zabezpieczoną na kilkadziesiąt lat i, oczywiście, pochłonąć dwutlenek węgla w bardzo dużych ilościach. Trzeba zwrócić szczególną uwagę na bezpieczeństwo, brak możliwości ucieczek i negatywnego oddziaływania na środowisko. Trzeba też uwzględnić aspekty społeczne.

Mówiłam, że wrócę do kwestii aspektów prawnych. Proszę państwa, w ubiegłym roku, wprowadzając do polskiego prawa dyrektywę w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, pan prezydent podpisał ustawę o podziemnym składowaniu CO_2 i tam wyraźnie jako jedyną lokalizację wskazano morze, czyli Bałtyk. Jeśli weźmiemy pod uwagę, że najwięksi emitenci działają na południu kraju, to do tego trzeba dołączyć ewentualne koszty transportu. Ważne są również aspekty społeczne takich przedsięwzięć. Myślę, że jest to poważne utrudnienie, tym bardziej, że lokalizacje w *aquiferach* znajdują się na południu. Zdaniem byłego głównego geologa kraju, mamy najbardziej restrykcyjną ustawę o przechowywaniu i składowaniu dwutlenku węgla pod ziemią.

Jeszcze powiem krótko o uwarunkowaniach prawnych. Składowanie jest najważniejszym elementem. Musimy spełnić szereg wymagań i prawo mówi, że to składowanie może być realizowane wyłącznie na wniosek przedsiębiorcy. Ten przedsiębiorca musi zobowiązać się do dwudziestoletniego monitorowania składowiska. Po tym okresie musi przekazać je specjalnie w tym celu powołanemu Krajowemu Administratorowi Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla. Koszty składowania są bardzo wysokie. Ocenia się, że jedynie koszty odpowiedniego przygotowania składowiska, czyli rozpoznanie budowy geologicznej i to wszystko, co trzeba będzie zrobić, to jest minimalna kwota 50 mln zł.

Polska gospodarka, oparta na paliwach węglowych, nie zmieni się w najbliższym czasie pod tym względem. Pani profesor mówiła o tym, że decyzje dotyczące udziału węgla powinny być podejmowane już dziś. Składowanie jest najważniejszym elementem technologii CCS, bo to ono gwarantuje trwałość i bezpieczeństwo tego procesu. Żeby wdrożyć tę technologię musimy w pierwszej kolejności dobrze rozpoznać budowę geologiczną struktury, która musi spełniać surowe wymagania. Każda lokalizacja składowiska wymaga przeprowadzenia dokładnej oceny ryzyka. Dla potwierdzenia przemysłowej przydatności technologii CCS konieczna jest realizacja wielu projektów w skali pilotażowej i demonstracyjnej, aby możliwe było komercyjne wykorzystanie tej technologii. Należy też pamiętać o pewnej bardzo ważnej rzeczy – że instalacja do wychwytywania dwutlenku węgla obniża sprawność bloku energetycznego. Były przeprowadzone analizy wstępne i w zależności od użytej technologii sprawność zmniejsza się od 8 do 13%. Trzeba będzie wyprodukować więcej energii, będzie zatem większa emisja i koło się zamyka. Dziękuję państwu bardzo.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Bardzo dziękuję za interesującą prezentację. Mam pytanie techniczne. Nie potrafię sobie tego wytłumaczyć. Jakie parametry powodują, że dwutlenek węgla na głębokości poniżej 800 m przyjmuje postać płynną?

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Ciśnienie i temperatura.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dobrze, to czy nie można wpłynąć na ciśnienie i temperaturę?

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Można, ale to budowa górotworu musi utrzymywać te potrzebne warunki.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Innymi słowy, górnik pracujący na głębokości 1000 m wydycha płynny dwutlenek węgla?

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Nie. Tu chodzi o inną rzecz.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Ale mamy przecież głębokość 1000 m… Przepraszam państwa za moje pytanie…

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Tu chodzi o strukturę zamkniętego górotworu. To jest termodynamika.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Przepraszam – jeśli słyszę pięć odpowiedzi jednocześnie, to znaczy, że nic nie słyszę. Czy jest jakiś prosto mówiący człowiek, który może mi to wytłumaczyć? Jest dwóch. Może najpierw pan prezes, a później pan.

Prezes Zarządu PGE GiEK SA Jacek Kaczorowski:

Ten termin już tu się pojawił. Termodynamika wyrobiska. Te wyrobiska mają atmosferę, bo inaczej ludzie nie mogliby tam pracować. To jest jeden element. Drugi element to pojęcie tzw. stopnia geotermicznego. Jest to wartość współczynnika określającego, co ile metrów w głąb ziemi temperatura przyrasta o 1 stopień. W przypadku Górnego Śląska to są 33 metry. Co 33 metry temperatura wzrasta o 1 stopień. W związku z tym parametry na takiej głębokości pozwalają utrzymać dwutlenek węgla w fazie ciekłej.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję. Czy chciałby pan uzupełnić tę wypowiedź?

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Można powiedzieć dwa zdania, że jest to układ w zamkniętym górotworze i nawet kiedy doprowadzimy w układzie ciśnienia i temperatury do stanu nadkrytycznego na powierzchni ziemi i rurociągiem wtłoczymy dwutlenek węgla pod ziemię do otwartego wyrobiska to CO_2 momentalnie odparuje i przejdzie w fazę gazową. Górnik pracujący na głębokości 800 metrów nie pracuje w warunkach nadkrytycznych. Potrzebny jest zamknięty górotwór na takiej głębokości.

Proszę państwa, ta głębokość 800 metrów to jest wyliczenie teoretyczne. 1,5 km to jest głębokość bezpieczna. Na głębokości 800 m nikt nie podejmie się budowy składowiska dwutlenku węgla. Jest to zbyt niebezpieczne.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Nie chciałbym, żeby ta dyskusja została przekierowana na ścieżki technologiczne. Mówimy o poważnym problemie gospodarczym. Zgłasza się pan prezes Jacek Kaczorowski. Mam nadzieję, że zabierze głos w tym szerszym zakresie. Ma duże doświadczenie związane z pilotażową instalacją technologii wychwytywania dwutlenku węgla. Chciałbym wiedzieć, na jakim etapie prac jest ta instalacja w Bełchatowie.

Prezes Zarządu PGE GiEK SA Jacek Kaczorowski:

Projekt jest w fazie zamkniętej.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Zamknął pan projekt, rozumiem – nie skończył.

Prezes Zarządu PGE GiEK SA Jacek Kaczorowski:

Tak. Co zdecydowało o tym? Możliwość przeprowadzenia tego projektu w różnych aspektach, przede wszystkim w aspekcie komercyjnym. Dziś nakłady poniesione na realizację

tego projektu czynią tę instalację trwale nierentowną, zarówno pod względem wielkości nakładów inwestycyjnych, jak i przyszłej eksploatacji. Nasz bełchatowski projekt, składający się z instalacji do wychwytywania, transportu oraz potencjalnego składowania, okazał się nierentowny. Możliwości jego eksploatacji rozpatrywaliśmy przez dziesięć lat. Przeprowadziliśmy badania trzech punktów potencjalnej depozycji w Polsce. To jest lokalizacja kutnowska, między Pabianicami a Tomaszowem Mazowieckim, i bełchatowska. Z tych trzech rekomendację otrzymała lokalizacja kutnowska, natomiast ryzyko społeczne, możliwość protestów wobec planów uruchomienia składowisk w tych trzech lokalizacjach, w naszej ocenie, pozwala twierdzić, że ze względu na społeczny sprzeciw lokacja składowisk w warunkach lądowych może być niemożliwa. Protesty społeczne to niezwykle ważny składowy element ryzyka inwestycyjnego. Nie wspominam o problemach komercyjnego funkcjonowania takich obiektów.

Dlaczego zamknęliśmy projekt? Gdy już po przeprowadzeniu wcześniejszych analiz rentowności tego projektu wiedzieliśmy, że nie uzyskaliśmy odpowiedniego wsparcia ze środków europejskich dla części *capex*'owej, czyli nakładów inwestycyjnych. Trzeba też przypomnieć, że w Polsce miała być przygotowana ustawa, która pozwalała na wspieranie finansowe dla tej inwestycji w części ponoszonych nakładów, w czasie kiedy miała działać. Projekt ustawy był w sumie przygotowany, ale prace nad nim zostały zarzucone.

Kolejna rzecz dotyczy problemów transportu. Możliwość ulokowania w Polsce rurociągów przesyłowych dwutlenku węgla jest obarczona podobnym ryzykiem, jak konieczność wskazania lokalizacji składowiska CO_2. Możliwe są protesty społeczności lokalnych. Proponowaliśmy, aby tą tematyką zajęła się ustawa korytarzowa, która dotyczy instalacji liniowych. Ten warunek nie został spełniony, dlatego też, przy tak wysokim poziomie ryzyk i ograniczeniach czasowych wynikających z częściowej możliwości wsparcia finansowego pewnych zadań w postaci programu *Recovery Action Plan*, z którego uzyskaliśmy 180 mln euro, zadania te zostały wyraźnie sprecyzowane w czasie, a ze względów, o których mówiłem, były niemożliwe do wykonania, dlatego też musieliśmy zamknąć ten projekt. Nie znaczy to, że bełchatowski blok 858, dla którego część zdolności wytwórczych na poziomie 260 MW udało się osiągnąć, nie został wyposażony w instalację „*Capture Ready*”, w części odpowiedzialnej za wychwytywanie. Blok jest przygotowany do przyszłego podłączenia technologii CCS i nastąpi to w momencie, kiedy użytkowanie tej technologii będzie komercyjnie uzasadnione. Tak wygląda stan rzeczy w przypadku instalacji bełchatowskiej. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję. Jeśli są pytania do tej prezentacji, to bardzo proszę. Przypominam, że dyskusję mamy zaplanowaną po kolejnej prezentacji. Pytań nie ma, to znaczy, że wszystko było klarownie przedstawione. Zgodnie z ustawą o parytetach, będziemy mieli teraz okazję wysłuchania mężczyzny – pana dr. inż. Aleksandra Sobolewskiego.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Panie przewodniczący, szanowni państwo, zostałem poproszony o przygotowanie materiału „Ograniczenie niskiej emisji szkodliwych gazów poprzez wprowadzenie czystych paliw węglowych i nowych technologii ich spalania”. Będziemy zatem mówić o mniejszej skali problemu.

Wcześniej pozwolę sobie na dwa krótkie komentarze dotyczące poprzedniego wystąpienia. Gdybym wiedział, że taki będzie przebieg posiedzenia Komisji, to poprosiłbym o inny temat wystąpienia.

Dla informacji – tak, żeby mówić prostym językiem – jeżeli mamy instalację CCS, *Carbon Capture and Storage*, to mamy do czynienia z trzema elementami składowymi. Najpierw trzeba to wyłapać, potem przetransportować, potem trzeba coś z tym zrobić. Dziś Amerykanie nie mówią już „CCS” tylko „*Carbon Capture and Utilization*”- widać, że to „*storage*” nie będzie miało właściwie sensu. Technologicznie podchodząc do problemu, nie zamierzam poruszać problemów rynku, mamy gotowe „*capture*”. Każdy może kupić instalację, która wychwytuje milion albo pół miliona metrów sześciennych dwutlenku węgla. W Polsce mamy w tej chwili jedną taką instalację w spółce Tauron. Jest to instalacja pilotażowa, która działa w naturalnych warunkach produkcji, są również

dostępne technologie zachodnie. Jeżeli chodzi o przygotowanie do sprężenia i transport, tu również mamy gotowe dostępne na świecie technologie. Jeżeli chodzi o tzw. co z tym zrobić potem, to, moim zdaniem, dopiero w momencie powstania europejskiego rynku CO_2 będziemy mogli mówić o możliwościach i sposobach rozwiązania problemu. Taki rynek istnieje w tej chwili jedynie w Stanach Zjednoczonych i dwutlenek węgla jest używany do zatłaczania CO_2 do wyczerpania szczątkowych zasobów ropy naftowej, która nie wypływa pod wpływem własnego ciśnienia w złożu.

Dopóki w Europie nie będzie takiego mechanizmu napędowego, w Stanach Zjednoczonych dwutlenek węgla jest towarem w cenie 14-20 dolarów za tonę, jest to produkt rynkowy o szczególnej czystości; pracujemy nad czystością rzędu 95%, ale standardowo to jest 65% i jeżeli w mieszaninie gazów jest 65% dwutlenku węgla, to w Stanach Zjednoczonych jest ona transportowana i sprzedawana.

Moim zdaniem, jeżeli w Europie nie powstanie rynek na CO_2 i nie będzie to produkt, to nigdy w życiu nie uda nam się rozwiązać problemu dwutlenku węgla. Mówię to po to, żebyśmy wiedzieli, jak jesteśmy zaawansowani technologicznie.

Koledzy z Głównego Instytutu Górnictwa zajmują się tym problemem z bardziej geologicznego punktu widzenia. My zajmujemy się problemami technologicznymi, czyli jak wychwytywać i jak transportować.

Kolejny element, który nie został tu zauważony – mówię o tym na wypadek, gdyby w dyskusji pojawiły się pytania – to kwestia zgazowania węgla. To nie są tylko problemy energetyki ale to jest myślenie o węglu pod kątem jego zamiany na gaz i wyprodukowania kilku miliardów metrów sześciennych, którymi można zastąpić gaz importowany. Można tego dokonać metodami chemicznymi, albo przy wykorzystaniu układów kogeneracyjnych, czyli energetyki połączonej z chemią. Takie rozwiązania i ich odpowiednie wykorzystanie stanowią ogromną szansę dla polskiej gospodarki i trzeba się jedynie zastanowić, jakie należy podjąć decyzje, by ją wykorzystać. Musimy podjąć decyzję, czy zmierzamy w kierunku zgazowania węgla, tak jak robią to Chiny, i tam nie są to żadne projekty pilotażowe tylko dostępne komercyjne rozwiązania, bloki, które pozwalają na przerobienie 750 tys. ton węgla na metanol, SNG czy na poliolefiny, w tej chwili bardzo modne.

Wydaje mi się, że o zgazowaniu też trzeba powiedzieć kilka słów, żeby mieć pełny obraz sytuacji.

Przechodzę do tematu podstawowego, czyli ograniczenia niskiej emisji. Ten temat został wywołany działaniem sejmiku województwa małopolskiego i decyzją o zablokowaniu możliwości korzystania z pewnego rodzaju palenisk indywidualnych. Jest to związane z koniecznością ochrony powietrza.

Powiem kilka słów o podstawach teorii procesu spalania, czyli o źródle problemu, a także o paliwach stałych, kilka – o nowoczesnych kotłach i sposobach rozwiązania problemu.

Jeśli zaczęlibyśmy od czegoś takiego, jak filozofia systemu, to na początku zawsze mamy koncepcję technologiczną. Jeżeli dziś powszechnie stosowany jest węgiel…

Czy coś się stało?...

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Nie. Wyłączę jedynie ten mikrofon, żeby lepiej było pana słyszeć.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Na początku zawsze musi być technologia. Jeśli nie ma technologii CCS – o tym mówiliśmy – to też nie ma o czym mówić, kiedy zastanawiamy się, jak ograniczyć węgiel, czy też jak go wyeliminować albo jak wyraźnie zmniejszyć tę niską emisję w większych miastach. Rozwiązaniem może być użycie odpowiednich paliw stałych, gazu, może to być energia elektryczna lub uciepłowienie, to jest bardzo ciekawa rzecz. To są możliwe rozwiązania teoretyczne.

W Ministerstwie Środowiska mówimy najczęściej o poprawie stanu środowiska. Społeczeństwo tego oczekuje. Z drugiej strony, mamy zwiększone koszty energii cieplnej wywołane instalacją nowoczesnych technologii. Do tego musi dołączyć akceptacja spo-

łeczna takich działań. Jeśli zostanie wdrożone rozwiązanie, które nie zyska akceptacji społecznej, to, jak ja mówię, nas wszystkich wywiozą na taczkach.

Jeżeli spojrzymy na paliwa stałe, to zawsze zauważamy trzy elementy: paliwo, urządzenie do spalania i logistyka.

Co to znaczy paliwo? Jakie to jest paliwo niskoemisyjne? Będę tu mówił o węglu kwalifikowanym, paliwach bezdymnych, czyli o rzeczywistych paliwach niskoemisyjnych produkowanych z węgla i jakie są możliwości produkcyjne. Jest jeszcze biomasa, ale w postaci peletów produkowanych dla pojedynczych gospodarstw domowych. Cały czas mówimy o paleniskach o wydajności rzędu kilkunastu lub kilkudziesięciu KW, czyli o paleniskach w domkach jednorodzinnych czy mieszkaniach, gdzie nie ma dostępu do ciepła systemowego. Mówimy o mieszkaniach, gdzie właściciel nie jest na tyle bogaty, żeby zainstalować sobie ogrzewanie podłogowe, ale chce mieć tanie źródło ciepła.

Powiem kilka zdań o lepszych urządzeniach. Proszę państwa, to jest zawsze połączenie tych dwóch rzeczy. Możemy mieć doskonałe paliwo i jeżeli to paliwo będzie spalało się w złym piecu to emisyjność i tak będzie wysoka. Nowoczesne urządzenia do spalania to kotły automatyczne i zmodernizowane urządzenia starego typu.

Działa wiele programów, które finansowo wspierają zakup i modernizację indywidualnych kotłów. Niestety, nie każdego jednak stać na takie wydatki.

Do tego dochodzi cała logistyka i system, czyli to, co my nazywamy czujką popiołową i kominową, czyli jak złapać kogoś, kto pali w piecu odpadami. Jest to możliwe.

Kolejna rzecz to jest e-monitoring dla nowoczesnych kotłów. Można mieć idealny system monitorowania i dokładnie wiedzieć kto, gdzie i czym pali w piecu.

Bardzo ważna jest edukacja pracowników urzędów gmin, instalatorów urządzeń grzewczych i całego społeczeństwa, bo już w szkole trzeba uczyć dzieci, że w piecu nie wolno spalać kaloszy.

Kilka zdań odnośnie do teorii. Postaram się zrobić to w trzech, czterech zdaniach, żeby wiedzieli państwo, na czym polega problem.

Jeśli będziemy przyglądać się teorii spalania w takim indywidualnym palenisku, to zawsze mamy paliwo i mamy powietrze. Mamy strefę wysokich temperatur i dwie najbardziej powszechne metody spalania, tzw. spalanie przeciwprądowe, gdzie z góry podawane jest paliwo, a od dołu podawane jest powietrze i w związku z tym część części lotnych odpowiedzialnych za ten dym i benzoalfapiryn wychodzi bezpośrednio do atmosfery. To jest stary model spalania.

Mamy też spalanie współprądowe, kontrolowane, gdzie paliwo i powietrze podawane są razem. W związku z tym rośnie temperatura i większa część szkodliwych substancji ulega wypaleniu i zmniejsza się emisja.

To spalanie przeciwprądowe to jest taki zwykły piec, gdzie szufelką na gorący żar rzuca się paliwo. Z góry paliwo, z dołu powietrze.

To są tzw. kotły retortowe, gdzie powietrze podawane jest przez wentylator, a paliwo dozowane jest podajnikiem i wszystkie szkodliwe składniki paliwa przechodzą przez strefę żaru i tu się dopalają i nie przechodzą do atmosfery.

Tutaj mamy niekontrolowane warunki spalania. Tu jeśli ktoś rzuci tę szufelkę węgla to następuje potężne uderzenie tego brudu i dymu i później to wszystko powoli się dopala i powoduje dużą emisję.

Tu widzimy kontrolowane warunki spalania, gdzie mamy zdecydowanie niską emisję. Później przedstawię to na przykładach.

Tyle o teorii. Gdyby były jakieś pytania to proszę, ale wydaje mi się, że to jest dość jasne.

Starałem się przygotować kilka takich rysunków, żeby to było obrazowe.

Po pierwsze, paliwa stałe. Przechodzimy teraz do paliw stałych. Czy mają być paliwa kwalifikowane czy niekwalifikowane? Odbywa się dyskusja, czy można to uregulować prawnie.

Proszę państwa, można to uregulować. Mogliśmy to już dawno zrobić. Trzeba wykorzystać nasze doświadczenia, które zdobyliśmy przy okazji paliw płynnych. 25 lat temu paliwa płynne to była wolna partyzantka, co człowiek miał, z tego korzystał. Wprowadzono system norm jakościowych dla paliw motorowych, dlatego pokazuję slajd ze stacją

benzynową. Dzisiaj nie ma dyskusji. Dziś takich praktyk praktycznie nie ma. Ten system udało się wprowadzić i uszczelnić, choć od czasu do czasu ktoś coś kombinuje. Społeczeństwo zawsze będzie kombinować, tylko chodzi o to, żeby tych kombinatorów było 0,5% a nie 40%. Takie rozwiązania trzeba znaleźć.

Jeśli są pytania, to bardzo proszę.

Przejdźmy teraz do innej rzeczy. Musimy trochę powiedzieć o ekonomii. Proszę zwrócić uwagę, że tu na wykresie zestawiłem koszt 1 GJ ciepła wyprodukowanego z różnych paliw w takim domowym przeciętnym palenisku. Jest to kombinacja palenisko plus paliwo. Proszę zobaczyć, jak to wygląda w złotówkach na 1 GJ. Co jest najtańsze? Muł węglowy. Nawet nie miał, tylko muł węglowy, czyli coś, co jest po prostu tragedią. Są to właściwie odpady powstające w układach wzbogacania węgla, które nigdy nie powinny trafić do gospodarki komunalnej.

Co z tym zrobić? One mogą trafić do elektrowni zawodowej, które mają odpowiednie systemy pozwalające wykorzystać muł węglowy jako w pełni kwalifikowany i dobry produkt. Nie powinien trafiać do indywidualnego odbiorcy, który ma w domu piecyk. To powinno trafiać do dużej ciepłowni czy siłowni.

Specjalnie to ułożyłem tak od najtańszego do najdroższego. Co jest najdroższe? Jasna sprawa. To jest energia elektryczna, dalej olej opałowy, gaz ziemny, bardzo lubiane przez wiele osób pelety drzewne. Potem w układzie mamy ekogroszek, miał kwalifikowany i groszek. Na końcu są właśnie te muły. Tak to się układa. To są paliwa najczęściej wykorzystywane w naszych domach w układach grzewczych.

Na tym wykresie widać, jak wygląda poziom emisji najważniejszych zanieczyszczeń do powietrza z takich właśnie małych kotłów. Co wziąłem tu pod uwagę? Po pierwsze, pył całkowity i pył drobny, czyli to, na co dziś zwraca się szczególną uwagę. To jest ten bardzo drobny pył PM2.5. Dalej mamy tlenek węgla i przede wszystkim SO_2 i benzoalfapiren, czyli substancję rakotwórczą.

Jak państwo widzą, jest to dokładne odwrócenie poprzedniego rysunku. Każdy głupi na zdrowy rozum do tego dojdzie. Im paliwo jest droższe, tym mniejsza jest emisja. Spójrzmy na benzoalfapiren. Kolejność jest taka sama. Pamiętają państwo. Wrócę do tego. Tam było to rosnące, a tu jest dokładnie w drugą stronę. Jasne jest, że jeżeli ktoś ma energię elektryczną, gaz opałowy, pelety, to ma zerową emisję siarki. W przypadku mułów węglowych ta emisja jest duża. Widać tu wszystkie szkodliwe substancje i jest to pokazane na liczbach. Drogie, dobre paliwo to jest energia przyjazna środowisku.

W związku z tym idziemy dalej. Czego oczekuje klient od paliwa stałego? Oczekuje tego, że paliwo musi się zapalić. Jeżeli damy komuś dobre paliwo, które się nie będzie zapalać, to ten ktoś drugi raz takiego nie kupi. Takie paliwo musi mieć dobre spalanie i wykazywać niskie straty w czasie spalania. Niektóre paliwa są takie, że przepady w małych piecykach polegają na tym, że węgiel pozostaje w popiele. Takiego paliwa klient również nie chce, bo obliczy sobie, że za dużo go to kosztuje. Kolejną ważną rzeczą jest bezproblemowy odbiór popiołu. Niektóre gatunki węgla mają to do siebie, że popiół po nich pęcznieje, robi się taki popcorn i klientowi wydaje się, że ma bardzo dużo popiołu. Oczywiście, wagowo tego popiołu jest taka sama ilość, ale wydaje się, że jest więcej. Ten popiół nie może się spiekać, bo kiedy komuś zatka piec, to ten klient będzie klął na czym świat stoi. Musi być również odpowiednio niska cena, bo to kształtuje zainteresowanie produktem.

Teraz będziemy mówić o paliwach niskoemisyjnych. Specjalnie używam słowa „niskoemisyjne", żeby nie używać słów „eko", dlatego, że „eko" każdy może sobie napisać na głowie i powiedzieć – „ja jestem eko". To słowo bardzo mało znaczy. Ono ma znaczenie dziennikarskie, natomiast jeśli mówimy o paliwach bezdymnych czy niskoemisyjnych to już ma to konkretne znaczenie.

Na czym to polega? Za każdym razem startujemy od węgla. Mamy przygotowanie paliwa, jest to normalny układ technologiczny, a więc może być kompaktowanie, może być stosowanie dodatków zmniejszających ilość siarki. Może też być uszlachetnianie termiczne. Powstaje coś, co możemy nazwać paliwem niskoemisyjnym lub paliwem uszlachetnionym. Niezależnie od poziomu emisyjności, zawsze powstaje popiół. Pokażę kilka informacji na temat tego, o czym naprawdę mówimy. Tu widzimy zaznaczoną czer-

wonym kolorem informację, że proces uszlachetniania węgla zawsze będzie kosztował. Wrócę do przykładu ze stacją benzynową. Pamiętają państwo początek lat dziewięćdziesiątych, kiedy została wprowadzona do sprzedaży benzyna bezołowiowa? Jej produkcja w rafinerii jest droższa. Znacznie droższa. Na stacji benzynowej ona musiała być niewiele droższa, bo inaczej żaden Kowalski nie chciałby tego tankować. Oczywiście, jest to gra polityczna, gra na akcyzie i innych rzeczach, po to, by klient dostawał towar, jak to się mówi – „mów mi do kieszeni, a nie do świadomości ekologicznej". Tu, być może, należy zastosować podobne rozwiązania.

Na czym polega układ paliwa niskoemisyjnego? Tutaj mamy porównanie emisji węglowych paliw niskoemisyjnych. Jako 100% przyjęto emisję węgla, tego samego, z którego powstało paliwo niskoemisyjne. Proszę zwrócić uwagę na różnice. Nie mówimy tu o ograniczeniu rzędu 15-20%. W przypadku pyłów ta emisja jest mniejsza o 25%. Jeżeli chodzi o CO_2 to są minimalnie mniejsze ilości. W przypadku siarki, całej nie da się usunąć, ale emisja jest o ponad połowę mniejsza. Natomiast prawdziwa rewolucja zauważalna jest na poziomie emisji wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych, czyli substancji kancerogennych. Tu jesteśmy w stanie zejść do poziomu 2-3% poziomu wyjściowego.

Praktycznie rzecz biorąc, klient dostaje paliwo, które mu się zapala, paliwo, które charakteryzuje się małą emisję i ma odpowiednią wartość opałową i, na koniec, pojawia się dyskusja, ile to będzie kosztowało.

Z pewnością pojawi się pytanie, czy takie technologie uszlachetniania węgla są dostępne? Tak, są dostępne. Można wyobrazić sobie jedną linię produkcyjną o wydajności 200-300 tys. ton. To jest wielkość, która załatwia potrzeby całego Krakowa i dużej części Małopolski. Zadowoleni są wszyscy, w tym górnicy, którzy ten węgiel wykopią i później sprzedadzą. Musi to być paliwo uszlachetnione.

Zestawiłem tutaj kilka dostępnych paliw. Nie są to różne paliwa. Wszystkie z nich to paliwa stałe. Mamy pelety drzewne, podany jest koszt 1 GJ, ekogroszek, czyli coś, co jest bardzo popularne w dużej części kraju, pelety węglowe Varmo produkowane przez spółkę Polski Koks SA z Jastrzębskiej Spółki Węglowej – to jest nowa technologia wykorzystująca odpady drobnoziarniste i mułowe, dzięki której powstaje paliwo, które zachowuje się tak jak ekogroszek. Paliwo Varmo to jest węgiel, który nie przeszedł obróbki termicznej. Mamy paliwa ekologiczne, czyli paliwa odgazowane. Półkoksy i paliwa typu Ekopol mają niską emisję, ale bardzo wysoką cenę.

Na koniec porównajmy to do koksu opałowego, bo takim idealnym bezdymnym paliwem jest koks. Technologia jego produkcji została opanowana, ale koks trafia do metalurgii. Koks zawiera 1% części lotnych, czyli jest paliwem bezdymnym. Z koksem jest pewien problem, ponieważ……

Poseł Michał Jach (PiS):

Przepraszam, czy mógłby pan mówić bliżej do mikrofonu? Tu nie wszystko można zrozumieć.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Dobrze.

Odnośnie do koksu opałowego jest z tym pewien problem, ponieważ nikt nie produkuje dziś opałowych kotłów koksowych. Jeszcze kilkanaście lat temu były produkowane. Koks ma taką wartość opałową, że przepali zwykły ruszt. Oczywiście, istnieje możliwość opałowego wykorzystania koksu.

Osobiście nie rekomendowałbym powrotu do koksu jako paliwa opałowego. Ono jest w tym zestawie i służy jako pewien wskaźnik.

Próbowaliśmy ostatnio stworzyć zestawienie porównawcze pewnych paliw, od peletów drzewnych na koksie kończąc, poprzez paliwa węglowe i paliwa uszlachetnione, by pokazać ich wartości opałowe. Każdy, oczywiście, chce mieć paliwo o najwyższej wartości opałowej. Najlepsze paliwa to te o wydajności 28 MJ, które zawierają niewielką ilość siarki, poniżej 1% to jest taka granica przyzwoitości. Dobre paliwo ma poniżej 0,5%.

Oczywiście, im lepsze jest paliwo, tym mniejsza jest emisja pyłów.

Jakie kotły są zalecane? Oczywiście, kotły automatyczne, czyli kotły drogie i tańsze paliwo. Tu mamy kocioł tańszy, bo to może być kocioł ręczny, ale wtedy potrzebne jest lepsze paliwo. Tu mamy ceny paliwa.

Jeśli będą pytania, możemy do tego wrócić. To była część poświęcona paliwom. Teraz przejdźmy do kotłów. Powiedzieliśmy już, jakie mamy możliwości paliwowe, powiedzieliśmy, co można zrobić, by to paliwo produkować z węgla, natomiast jak wyglądają kotły?

Kotły automatyczne z ładownikiem paliwa to jest kocioł, który ładuje się, tak naprawdę, raz na kilka dni. Automatycznie utrzymywana jest temperatura spalania. Tu nawet pozwoliłem sobie porównać silnik sterowany elektronicznie – nawet nie wiem, jaki to jest samochód – i po drugiej stronie mamy to, co jest złe, czyli kocioł z ręcznym, okresowym podawaniem paliwa, czyli coś, co w XXI w. powinno znikać, ale są to urządzenia najtańsze.

Jak wyglądają emisje współczesnego kotła retortowego i współczesnego kotła komorowego, czyli tego ręcznego? Zestawiłem to z ciepłownictwem zawodowym.

Pierwsza rzecz to sprawność cieplna. Sprawność cieplna jest czynnikiem decydującym, bo jeśli mamy sprawność na poziomie 80-90%, to nie jest źle. Jeśli w piecu komorowym ręcznym mamy sprawność na poziomie 50-60%, to połowa paliwa bezpowrotnie zostaje utracona.

Jeśli chodzi o emisję – nie będę omawiał tych wszystkich liczb – to taki domowy nowoczesny kocioł retortowy praktycznie zbliża się, jeśli chodzi o pyły i substancje organiczne, do poziomów emisji energetyki zawodowej. Mamy kotły węglowe o poziomie emisji 130-135 mg/m^3.To jest podobny rząd wielkości. W przypadku pyłów i starych kotłów typu WR te liczby są jeszcze mniejsze. Jaka jest różnica pomiędzy kotłem automatycznym i ręcznym? To nie jest jedynie te 20%, ale to jest różnica dziesięciokrotna, co najmniej.

Czy to jest uregulowane prawnie? To jest takie podstawowe pytanie. Od kilku lat mamy obowiązującą normę europejską i normę polską PN-EN 303-51, która dzieli wszystkie kotły na pięć klas. Klasami 1 i 2 nie zajmowałem się, bo to są przestarzałe konstrukcje. Klasa 5 to już naprawdę wysublimowane rozwiązania. Kocioł, aby był dopuszczony do eksploatacji, musi spełniać konkretne wymagania.

Czy kocioł w Polsce musi spełniać te wymagania? Nie. W Polsce nie musi spełniać żadnych wymagań. W Czechach można sprzedawać kotły w klasach powyżej 3. Kotłów klasy 1 i 2 sprzedawać nie wolno, co spełnia wymogi europejskie. W Polsce wszystkie klasy kotłów mogą być sprzedawane. Pamiętajmy, że kotły klasy 1 i 2 są dużo tańsze. Kocioł klasy 5 jest urządzeniem bardzo drogim.

Jak wygląda ta emisja przedstawiona w liczbach? Klasy 1 i 2 nie wziąłem pod uwagę. Jeśli chodzi o pył to kocioł klasy 3 emituje 125 mg/m^3, tutaj mamy 60, tu 40 a z elektrofiltrem 20 mg.

Proszę państwa, najciekawsze są te informacje. Jak wygląda aktualna oferta rynku krajowego? Połowa produkowanych kotłów automatycznych spełnia warunki kotłów klasy 3. Czy to jest dużo? No, nie specjalnie. Znaczy to, że połowa nie spełnia. Natomiast tylko 1% kotłów ładowanych ręcznie spełnia wymagania klasy 3. Wymagania klasy 4 spełniają tylko kotły automatyczne i jest to jedynie 15% produkowanych urządzeń. Klasa 5, te super sterowane i rozbudowane kotły: jedynie 3% produkowanych aktualnie w Polsce spełnia wymogi klasy 5. Natomiast budowane kotły automatyczne z układem oczyszczania spalin, przede wszystkim za pomocą filtrów, spełniają parametry klasy 5.

Nie jest tak źle. Zestawiłem te dwie informacje. Po pierwsze, jak wygląda dziś sektor produkcji kotłów? Mało kto wie, że sektor produkcji kotłów w Polsce – ostatnio o tym czytałem – daje pracę 100 tys. ludzi i zużywa więcej blachy niż polski przemysł samochodowy. Tych kotłów bardzo dużo się sprzedaje. To jest bardzo popularne rozwiązanie. To jest w pełni prywatny, elastyczny sektor. Jest on otwarty na innowacje, natomiast bez motywacji wprowadzenia na rynek lepszych kotłów, bo one są drogie. Ten sektor w ciągu pół roku jest w stanie podjąć produkcję kotłów klasy 5, pod warunkiem, że będzie wyraźnie powiedziane, że klas 1 i 2 nie wolno produkować i sprzedawać. To jest typowe działanie legislacyjne.

Natomiast zupełnie inną sytuację mamy w sektorze produkcji i dystrybucji paliw. Jest to rynek scentralizowany, nastawiony na najwyższą wartość sprzedaży, a nie na jakość

oferowanego paliwa. Skoro można sprzedać muł węglowy, jest to dopuszczalne, to sprzedaje się wszystko. Co jest bardzo ważne, zwłaszcza kiedy mówimy o tym w tym budynku, to brak uregulowań prawnych. Pierwsza sprawa to standardy kwalifikowanych paliw stałych dla ogrzewnictwa indywidulanego. To można spokojnie opracować i wprowadzić. Jeżeli mamy standardy dla paliw płynnych, to nie ma żadnego problemu, by wprowadzić je dla paliw stałych. Trzeba powiedzieć, że takich i takich rzeczy nie wolno wprowadzać na rynek i spalać, a inne wolno.

Dalej mamy kontrolę właściwości paliw na podstawie zmierzonych parametrów identyfikujących konkretną partię paliwa. Jest to do wykonania i można wprowadzić takie uregulowania prawne.

Kolejna kwestia to standardy emisyjne urządzeń małej mocy dostępnych na rynku. Te standardy są, ale w nowych demokratycznych czasach polskie i europejskie normy nie są obligatoryjne. To znaczy polska i europejska norma jest – po to, żeby ktoś popatrzył sobie, co produkuje, ale nie ma uregulowań mówiących, że jeśli coś produkowane jest niezgodnie z normami, to nie wolno wprowadzać tego na rynek. Tak to funkcjonuje. Nie mnie to oceniać. Dziwne to jest, ale są to raczej normy informacyjne, a nie regulacyjne.

Możliwości sprawdzenia stanu technicznego zainstalowanych urządzeń grzewczych i instalacji kominowej, łącznie z elementem zagrożenia życia. Napisałem to tak, bo obecnie właściciel domu decyduje, czy wpuści kominiarza do domu.

Jeżeli ktoś kopci, interweniujemy telefonicznie, przyjeżdża straż miejska i nie ma możliwości wejścia na posesję, żeby złapać gościa za rękę i nałożyć mandat. To również wymaga zmiany. Można to wprowadzić. Czy tak bardzo będzie to ograniczać swobody obywatelskie? Moim zdaniem, nie. To ogranicza wolność 20 sąsiadów, którzy muszą patrzeć jak ktoś spala odpady.

Propozycje rozwiązania problemu. Po pierwsze, kwalifikowane paliwa stałe dla kotłów centralnego ogrzewania, więc korzystne jest paliwo niskoemisyjne. Jest ono dostępne, trzeba tylko zastanowić się czy umówić z Wojewódzkim Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i zastanowić, jak podejść do tego. Wykonać jedną, drugą próbę o charakterze kilku tysięcy ton. Dać to do jednej dzielnicy. Kraków, na przykład, w tej chwili jest bardzo otwarty na takie projekty. Również niektóre śląskie miasta. Dziś jest najlepszy czas bo jest akurat marzec i można przygotować to wszystko na jesień i wprowadzić takie paliwo do istniejącej infrastruktury. Nie oszukujmy się, nikt w ciągu roku, dwóch czy trzech nie przekopie Krakowa i nie doprowadzi ciepła systemowego do każdego domu. To jest niewykonalne.

Mogę powiedzieć, nie chcę mówić, że ze złośliwością, że w momencie, gdy Kraków przyjął decyzję sejmiku o zakazu palenia węglem, to dwa tygodnie później przyjechała do nas do Zabrza grupa z Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska na zasadzie „człowieku ratuj nas, bo mamy decyzję polityczną, mamy coś zrobić za dwa lata, ale nie wiemy, co". Dlatego też wszystkie decyzje należy podejmować z głową.

Dalej mamy system kontroli paliw, o którym już mówiłem, od wytwórcy do użytkownika. Proszę państwa, coraz więcej pojawia się, niestety, na rynku tańszych paliw kwalifikowanych z węgla brunatnego. Dziesięć lat temu było to nie do pomyślenia. Węgiel brunatny przy spalaniu daje niesamowicie większą emisję od węgla kamiennego.

Kolejna rzecz to kotły z automatycznym podawaniem paliwa spełniające wymagania tej normy. Jeżeli mamy takie normy, to nie należy dopuszczać do sprzedaży kotłów 1 i 2 klasy. Czesi zabronili już tego, tzn. sprzedaży kotłów poniżej 3 klasy, i wszystko. Opieramy się na normach unijnych. Wszystko jest do zrobienia, tylko trzeba podjąć odpowiednie decyzje polityczne i prawne.

System przeglądów, konserwacji i doposażenia. Bardzo często do naszego instytutu – mamy akredytowane laboratorium – zwracają się ludzie, którzy kupili kocioł i mówią, że pół roku ten kocioł palił świetnie, a potem wszystko spadło, źle pali itd. Ci moi doktorzy pytają, czy przeprowadzane były jakieś przeglądy, czy piec był czyszczony? Odpowiedź jest taka – „a trzeba było?". Trzeba uczyć ludzi takich rzeczy. Jeśli samochód nie będzie serwisowany przez dwa lata, to stanie. Nawet samochód dobrej klasy. Tu jest dokładnie to samo, a więc potrzebna jest edukacja społeczna.

Wprowadzenie e-monitoringu to osobna kwestia. Bez kompleksowej edukacji społeczeństwa nie uciekniemy od niskiej emisji.

Proszę państwa, teraz podsumowanie. Tu, w kilku punktach, napisałem, że problem ograniczenia niskiej emisji w dużych miastach jest rudny i wielowątkowy. Tak. To nie jest proste i nie polega na tym, żeby powiedzieć społeczeństwu, że jutro będzie dobrze i fajnie, dostaniecie paliwo albo wszyscy zrobicie sobie ogrzewanie podłogowe. Kluczem są odpowiednie regulacje prawne i jestem o tym przekonany.

W rozwiązaniach należy uwzględnić zarówno poprawę stanu środowiska, jak i koszty wdrożenia i utrzymania systemu. Te rozwiązania powinny zdobyć akceptację społeczną. Koszty utrzymania systemu to jest, na przykład, cały mechanizm dopłat przy wymianie kotłów na nowe. On istnieje, ale każdy człowiek mówi, że dostanie to dofinansowanie, kupi kocioł, ale zastanowi się, ile będzie musiał później wydawać na paliwo? Jeżeli to paliwo będzie zbyt drogie, to będzie to, o czym mówił pan prezes. Nawet jeśli ktoś sfinansuje całą instalację, to później wszystko zabiją koszty operacyjne. Problem musi być rozwiązany kompleksowo.

Musimy pamiętać o jeszcze jednej rzeczy, kiedy mówimy o społeczeństwie. Proszę państwa, nawet jeśli jest dopłata do nowoczesnego kotła, to jest to tylko dopłata. Czyli ten obywatel, ta babcia emerytka, stanie przed dylematem czy ma kupić lekarstwa, czy ma wymienić kocioł. Bogatych stać na wymianę tych kotłów, biednych nie. Może zatem wprowadzenie paliwa niskoemisyjnego jest tutaj ratunkiem. Napisałem o tym, jest to zaznaczone czerwonym kolorem, jest to pkt 3 – „dla obecnego stanu infrastruktury ogrzewnictwa komunalnego skutecznym i szybkim” – szybkim w rozumieniu 2-3 lat – „rozwiązaniem może być wprowadzenie uszlachetnionych niskoemisyjnych paliw węglowych”. Dopowiadam – paliw węglowych produkowanych na bazie węgla kamiennego, czyli węgiel kamienny będzie musiał być wydobywany.

Stosowne technologie są przygotowane do przemysłowego wdrożenia. Warunkiem uruchomienia produkcji jest opracowanie skutecznego systemu wsparcia finansowego.

Są przemysłowcy i jest gotowa technologia. Przemysłowcy chcą podjąć produkcję, ale zastanawiają się, komu sprzedadzą to paliwo? Ono będzie zawsze droższe od tego nieszczęsnego mułu węglowego. Jeżeli Kowalski może palić mułem węglowym, to nikt nie zmusi go tego, żeby kupował paliwa szlachetne.

Punkt czwarty. Należy stosować nowoczesne kotły z automatycznymi podajnikami, należące do, co najmniej, klasy 3.

Punkt piąty mówi o tym, że urządzenie grzewcze, które nie jest konserwowane i zasilane właściwym paliwem, będzie pracowało źle. Niska sprawność, wysoka emisja. Należy wprowadzić system szkoleń dla instalatorów, serwisantów i użytkowników tych urządzeń.

Szóstka. Należy prowadzić edukację społeczną od poziomu najniższych klas szkoły podstawowej. Tę edukację powinny organizować gminy i organy administracji. Mogą to być różnego rodzaju konkursy, szkolenia, które pomogą ludziom zrozumieć, że kaloszem nie wolno palić w piecu.

Punkt siódmy. Należy wprowadzić system nadzoru, który uniemożliwiłby spalanie odpadów. To są czujki popiołowe i kominowe. Należy opracować też regulacje umożliwiające egzekwowanie prawa w tym obszarze.

Jestem głęboko przekonany – to co napisałem w ramce na końcu o decyzjach podejmowanych w 2014 r. – że będą to decyzje kluczowe dla rozwiązania problemu niskiej emisji w aglomeracjach miejskich. Wielokrotnie jestem pytany o to, czy decyzja sejmiku małopolskiego była rozsądna? Mówię, że nie mnie to oceniać, ale gdyby nie ta decyzja, nawet jeśli była podjęta na fali pewnej emocji, to nawet dyskusji społecznej by nie było. Ta decyzja zaczęła poważne dyskusje w województwach śląskim i małopolskim. Ludzi rozmawiają, wymieniają się opiniami i zaczynają widzieć, jakie są koszty społeczne „leczenia” skutków niskiej emisji i że coś z tym trzeba zrobić.

Od 25 lat służymy pomocą. Jesteśmy instytutem państwowym. To, co władza mówi, my staramy się robić. Dziękuję bardzo.

Prezes Zarządu PGE GiEK SA Jacek Kaczorowski:

Ten brylant to efekt państwa pracy?

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

To jest węgiel. Zajmujemy się chemiczną przeróbką węgla. To jest taki lepszy węgiel. Wolałbym wymienić na taki.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Bardzo dziękuję. Jesteśmy przy ostatnim punkcie dzisiejszego posiedzenia, czyli dyskusji o przyszłości węgla do produkcji energii w perspektywie do 2050 r.

Mamy świeżo w pamięci to, co przedstawił pan doktor. Ważne są te indywidualne paleniska, ale pamiętajmy również o tym, że węgiel spala energetyka zawodowa. Ta perspektywa 2050 r. nie jest taka odległa. Jeśli bierzemy pod uwagę zaplanowanie użytkowania źródeł energii, czyli kopalin, ich wydobycia w ciągu najbliższych czterdziestu lat, wybudowanie elektrowni i czas ich eksploatacji, to decyzje powinny być podejmowane już dzisiaj. Tych decyzji nikt za nas nie podejmie. Pamiętajmy też o technologiach, które mogą pojawić się w użyciu za 20-30 lat. Na ich komercyjne zastosowanie na razie nie można liczyć. Na piaskowych fundamentach nie stawia się poważnych budowli.

Moglibyśmy zacząć dyskusję również na ten ostatni temat. Czuję się upoważniony do tego, by jako pierwszy zabrać głos. W świetle ostatnich badań czystości powietrza, mieszkam w jednym z najbardziej zanieczyszczonych miast Polski. Nie chcę powiedzieć, w którym, bo to sławy nie przynosi. Ma wiele innych walorów. Mieszkam również w województwie małopolskim, którego stolicą jest Kraków, gdzie sejmik podjął wiadomą decyzję. Pamiętajmy, że decyzja sejmiku nie była spowodowana problemami województwa, tylko Krakowa. Kraków ma prezydenta, który podjął decyzję, że wyda zakaz używania kotłów, a sejmik wyszedł naprzeciw tym decyzjom. To jest informacja, a nie ocena sytuacji.

Czy to dobrze, czy źle? Kto wie, jak to będzie. Jak powiedział pan doktor – zobaczymy. Musi być jakiś finał sprawy. Propozycje przedstawione na końcu prezentacji wydają się logiczne i osiągalne. Wymagają jedynie zbilansowania kosztów tych decyzji, a to czy one znajdą poparcie społeczne jest zależne od tego, czy w bilansie finansów każdej rodziny możliwe będzie wskazanie potrzebnych środków. Jeśli takich środków nie będzie, to nie ma mechanizmów, które zmusiłyby człowieka, żeby płacił więcej i nie będzie miał z tego żadnych korzyści. Taki człowiek wykorzysta wszelkie możliwości niewpuszczenia kontrolera do domu, nawet jeśli państwo zastosuje cały dostępny aparat przymusu.

Chciałbym zapytać, czy robił pan symulację finansową. Wiemy, że kocioł, tak jak pan to powiedział, wysokosprawny kocioł, musi kosztować więcej, paliwo spełniające wymagania ekologiczne również musi kosztować więcej; czy zatem spalanie wysokiej jakości paliwa w wysokosprawnych kotłach jakoś się bilansuje? Czy prawda jest taka, że do tego trzeba dołożyć, a jeśli trzeba, to będziemy szukać źródeł tego finansowania.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Nie robiliśmy takiej symulacji dla całych województw. Robiliśmy symulacje w miastach. Jeśli wyeliminuje się spalanie mułów i przejdzie na paliwa kwalifikowane, to zmniejszy się emisja. Tego społeczeństwo, niestety, nie odczuje. Tu jest problem. Te wszystkie modele klimatyczne pokazują, że trzeba by wziąć pod uwagę cały Kraków. Jeśli weźmiemy jedną dzielnicę, czy nawet jedno miasto, jak jest to w Zagłębiu Górnośląskim, tego od razu nie będzie widać. Na to ma również wpływ układ klimatyczny. W tym roku, na przykład, mieliśmy ciepłą zimę. Ilość przekroczeń była mniejsza niż w poprzednich latach. Jeżeli będzie taka potrzeba, to jesteśmy w stanie takie opracowanie przygotować. Programy prowadzone w różnych miastach wspierają zakupy kotłów wysokiej klasy. To dofinansowanie zabezpiecza Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Chcielibyśmy logiczne, przedstawione przez pana wnioski wprowadzić w życie i przygotować oprzyrządowanie prawne, które umożliwiłoby realizację tych wniosków. Dlatego też powinniśmy być przekonani o pozytywnym finansowym rezultacie takich działań. Chcemy wiedzieć, że to ma sens i kosztuje tyle i tyle.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Panie przewodniczący, zapisałem – „symulacja kosztów". Przygotujemy takie opracowanie, i to szybko.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Byłoby to – nie tylko z punktu widzenia miasta, w którym mieszkam – bardzo oczekiwane.

Teraz pan poseł Gadowski.

Poseł Krzysztof Gadowski (PO):

Dziękuję bardzo, panie przewodniczący. Panie doktorze, słusznie pan powiedział, że instytut jest otwarty na współpracę. Co na to rząd? Na sali są przedstawiciele Ministerstwa Środowiska oraz Ministerstwa Gospodarki i chciałbym wiedzieć, czy państwo przygotowuje jakieś rozwiązania związane z tematem, o którym pan mówił? Widzę, że pan przewodniczący zanotował kilka spraw, nad którymi trzeba będzie popracować, ale chciałbym poznać aktualną sytuację.

Drugie pytanie stawiam mając świadomość obecności przedstawicieli spółek węglowych. Produkujemy już paliwo odpowiednie do tych kotłów o tej nieco większej sprawności, za które klienci sporo płacą. To paliwo stanowi jakąś część państwa dochodów. Czy próbowali państwo jakoś zbliżyć ceny tego paliwa kwalifikowanego do cen paliwa podstawowego o dużej emisji?

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję. Teraz pan poseł Tomasz Nowak.

Poseł Tomasz Nowak (PO):

Jeśli pan pozwoli, panie profesorze, powróciłbym do tematu zgazowania węgla w złożach. Słyszymy, że KGHM do tego się przymierza. Przymierza się KWK „Wieczorek". Czy to jest proces opłacalny, realny i niezagrażający bezpieczeństwu tych, którzy znajdują się na powierzchni? Ciekawe czy złoża węgla brunatnego, takie jak w Gubinie i Krobi, można zgazować?

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Proszę państwa, jedną rzecz muszę jasno powiedzieć, żeby tu nie było żadnych niedomówień. Jeżeli mówimy o zgazowaniu węgla, to mamy dwa zupełnie różne procesy, dwie zupełnie odmienne technologie. Jest to zgazowanie podziemne, czyli to, o którym mówimy, i zgazowanie naziemne. Technologia podziemnego zgazowania węgla jest dziś jeszcze niedojrzała, niedostępna i nigdzie na świecie nie działa. Szczególnie zgazowanie takie, że wyciągnie się gaz, oczyści się ten gaz i wpuści się normalnie jako pełnowartościowy surowiec na układ chemii, z którego dalej produkowany będzie substytut gazu naturalnego, czy paliwa motorowe, czy to będzie metanol, czy wodór do amoniaku. To nie ma znaczenia.

Po drugiej stronie jest to, co my nazywamy zgazowaniem naziemnym. Polega na tym, że wydobywa się surowiec, wiezie się tak jak do elektrowni, ale nie do kotła tylko my nazywamy to reaktorem. Jest to w pełni kontrolowany proces chemiczny, w wyniku którego powstaje gaz. Ten gaz trzeba oczyścić i dalej z nim jechać.

Niektóre technologie są gotowe i przystosowane do wdrożenia komercyjnego. Inne nie są gotowe i działają na zasadzie prototypu.

Jak wygląda układ kosztów? Robiliśmy różnego rodzaju symulacje i dziś można powiedzieć, że najważniejsza rzecz to możliwość porównania cen. Porównuje się te koszty do ceny baryłki ropy naftowej. Ile musiałaby kosztować baryłka ropy naftowej, żeby to się opłacało?

Po moich ostatnich wizytach w Chinach trochę inaczej zaczynam na to patrzeć. Nie myślę o cenie baryłki ropy naftowej, tylko ile kosztuje wydobyta tona węgla. Proszę państwa, w Chinach buduje się naraz 40 fabryk. Jednocześnie buduje się 40 fabryk, których produkcja nakierowana będzie na metanol, poliolefiny, paliwa płynne. To nie są małe zakłady. Są to jednostki po 300, 400 MW licząc w układzie cieplnym. One wszystkie są budowane bardzo blisko zakładu, który wydobywa węgiel. Im tańsza będzie tona wydobytego węgla, tym bardziej jest to opłacalne.

Dlaczego Chińczycy w to idą? Podejmują ryzyko biznesowe. Znają swój bilans, wiedzą, ile importują paliw płynnych i jaki mają ujemny bilans na chemikalia i chcą to u siebie zrobić. Czy w Europie – oprócz instalacji tych dwóch znanych, testowych; to są duże instalacje, po 300 MW, czyli duże obiekty – czy ktoś podejmie decyzję i będzie chciał się uniezależnić? To jest również decyzja polityczna.

Poseł Tomasz Nowak (PO):

Przepraszam, mieliśmy tutaj takiego profesora, który mówił, że nawet z węglem brunatnym można to zrobić. Mówił, że przywiezie technologię prosto ze Stanów Zjednoczonych.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Stwierdził, że przywiózł urządzenia i szuka miejsca na lokalizację. Znaleźliśmy mu takie miejsce i od tamtego czasu nie przyjął zaproszenia na posiedzenie Komisji. Próbuję się nie uśmiechać, bo profesorów traktuję poważnie, aczkolwiek dziwnie się to skończyło.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Znamy pana profesora.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Przepraszam, czy w KWK „Wieczorek" przeprowadza się zgazowanie podziemne?

Poseł Krzysztof Gadowski (PO):

Jest z nami pan prezes Łój z Katowickiego Holdingu Węglowego. Gdyby mógł powiedzieć dwa zdania na temat instalacji, którą mają u siebie. Jeśli pan pozwoli, panie przewodniczący.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Łącznie z tą kwestią, z ciekawości pytam, czy węgiel brunatny też poddaje się zgazowaniu?

Prezes Zarządu KHW SA Roman Łój:

Panie przewodniczący, szanowni państwo, Roman Łój, Katowicki Holding Węglowy.

Jeżeli chodzi o pierwsze pytanie, czyli o generator podziemnego zgazowania węgla w kopalni „Wieczorek". Po raz pierwszy został on uruchomiony w ubiegły poniedziałek. Po kilkunastu godzinach pracy został zatrzymany celem regulacji przepływów, diagnozy wyników pierwszych badań oraz poprawy działania pewnych elementów, które to usterki zawsze przy rozruchu pojawiają się. Jeżeli chodzi o kwestie bezpieczeństwa, to po konsultacjach z Wyższym Urzędem Górniczym zostały podjęte wszelki dostępne środki. Generator jest wyposażony w instalację, która pozwala zatrzymać proces w każdej chwili poprzez podawanie gazów inertnych lub poprzez zalanie złoża wodą. Dodatkowo zastosowano wszystkie stosowane w podziemnym górnictwie węgla kamiennego instalacje, które pozwalają wyeliminować zagrożenia wybuchem pyłu węglowego, wybuchem metanu bądź powstania pożaru endogenicznego.

Cały generator jest okonturowany wyrobiskami, które zostały szczelnie podsadzone piaskiem, tak więc ta partia węgla o objętości ok. 900 m^3, czyli ok. 1200 ton, jest wyseparowana ze złoża. Nie ma realnego zagrożenia ani dla pracowników – bo to jest na czynnej kopalni – ani dla ruchu kopalni „Wieczorek", ani powierzchni i mieszkańców dzielnicy Nikiszowiec, na której ten wschodni szyb jest zlokalizowany.

Odpowiadając na drugie pytanie dotyczące kwalifikowanych paliw węglowych, informuję, że Katowicki Holding Węglowy produkuje takie paliwa już od 12 lat. Łączne zdolności produkcyjne, zwłaszcza zakładu przeróbczego „Juliusz", który należy do spółki zależnej od KHW – Katowickiego Węgla – możliwości produkcyjne kształtują się na poziomie 350-400 tys. ton rocznie. Maksymalny poziom rocznej produkcji osiągnęliśmy dwa lata temu. Było to 320 tys. ton. Są to paliwa, które posiadają certyfikat Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla. Są stosowane w małych kotłach grzewczych indywidualnych odbiorców, jak i w średnich źródłach o łącznej mocy – jest to w jednym z miast Polski – 2,6 MW termicznego, co pozwala na ogrzewanie dużego osiedla.

Praktycznie rzecz biorąc, wszyscy producenci węgla w Polsce – na Górnym Śląsku jest to Kompania Węglowa, która produkuje trzy gatunki tego typu węgla, Południowy Koncern Węglowy, wiemy, że Jastrzębska Spółka Węglowa uruchomiła instalację do produkcji paliwa bezdymnego – tak więc producenci węgla są gotowi zaspokajać stale rosnące

potrzeby. Tu w pełni popieram stanowisko pana doktora Sobolewskiego, że musimy zrobić wszystko, aby statystyczny obywatel, który musi ogrzać swój dom bądź właściciele kotłowni zakładowych czy osiedlowych, mieli alternatywę, z uwagi na to, że przy sile nabywczej polskiego społeczeństwa koszty ogrzewania energią elektryczną, gazem czy ropą są zdecydowanie wyższe od ogrzewania węglowego i powinniśmy robić wszystko, żeby zapewnić dostawy taniego paliwa i taniego ciepła. Dziękuję.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Chciałbym uzupełnić tę wypowiedź i jasno powiedzieć, że sortymentowy węgiel, o którym mówił pan prezes, jest idealnym rozwiązaniem dla wysokiej klasy kotłów retortowych. Pojawia się pytanie, co zrobić w tymi, mówię w cudzysłowie, emerytami, którzy nie wymienią swojego kotła na kocioł retortowy. Oni muszą czymś palić w tych piecach i trzeba zaproponować im jakieś paliwo. Nie mówię o tym, żeby bezwzględnie wyeliminować muł. Trzeba pamiętać, że palenie takim paliwem sortymentowym w piecach, gdzie jest ono narzucane ręcznie, powoduje bardzo wysoką emisję. Tylko paliwo bezdymne spowoduje, że tej emisji nie będzie.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Zadania są podzielone. Spotykamy się tu w gronie praktyków, profesorów i polityków i przedstawicieli wielu innych społeczności. To pana twierdzenie jest zasadne, tylko chcielibyśmy poznać problem od strony finansowej, technicznej i technologicznej, a decyzje, które będą musiały być podejmowane, leżą niejako po naszej stronie. Zeby te decyzje podjąć, musimy wiedzieć, za co się bierzemy.

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Te „koszty" już zapisałem. Teraz przechodzę do drugiego pytania, czyli do węgla brunatnego.

Z punktu widzenia kinetyki zgazowania – nie będę tego rozwijał, powiem tylko jedno zdanie: węgle brunatne są bardziej reaktywne. W związku z tym lepiej się zgazowują. Węgiel kamienny, czyli mocno uwęglony, on się zgazowuje trudno. Jaki byłby idealny węgiel do zgazowania? To coś pomiędzy węglami z Nadwiślańskiego Zagłębia Węglowego a czymś takim, jak jest w Turoszowie. Bełchatów to węgiel jeszcze zbyt młody. Można go jednak zgazować. To jedynie kwestia doboru parametrów. Na pytanie, czy węgiel brunatny jest dobry do zgazowania, udzielam odpowiedzi – tak, jest dobry do zgazowania.

Prezes Zarządu PGE GiEK SA Jacek Kaczorowski:

Ale nie w polskich warunkach złożowych.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Ale złoże jest na wierzchu, więc można tam wybudować fabrykę. Nie musi to być konstrukcja podziemna. Pan poseł Nowak.

Poseł Tomasz Nowak (PO):

Mam jeszcze pytanie do pana z Katowickiego Holdingu Węglowego. Rozumiem, że jest to prototyp, który czemuś służy? Macie jakieś związane z tym plany. Druga rzecz – chciałbym wiedzieć, ile ten eksperyment kosztował? I pytanie trzecie: kto jest autorem tej koncepcji?

Prezes Zarządu KHW SA Roman Łój:

Będę odpowiadał w odwrotnej kolejności w stosunku do kolejności zadawanych pytań. Autorem tej koncepcji jest konsorcjum, w skład którego wchodzi Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Główny Instytut Górnictwa, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, katowicki Holding Węglowy i czterech partnerów przemysłowych.

Jeżeli chodzi o koszty, to wykonanie tej instalacji i podziemnych robót górniczych celem przygotowania tego reaktora to około 30 mln zł. Z czego środki własne pochodziły od KHW, który dał 15 mln zł, a pozostała część pochodzi z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

Jeśli chodzi o przyczynę zainteresowania KHW tym eksperymentem, to chcemy zebrać doświadczenia, które pozwolą odpowiedzieć na pytanie – czy w warunkach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego można w sposób komercyjny, więc ekonomicznie uza-

sadniony, prowadzić proces podziemnego zgazowania celem wydobycia energii z węgla z tych pokładów, których klasycznymi metodami nie jesteśmy eksploatować. Bierzemy pod uwagę problemy natury technologicznej i finansowej. Przede wszystkim myślę tu o pokładach zalegających na głębokości poniżej 1500 m. Istnieje techniczna możliwość eksploatacji tych złóż; w Niemczech najgłębsza ściana w zbliżonych warunkach górniczo-geologicznych jest eksploatowana na głębokości 1620 m., ale koszty tej eksploatacji kształtują cenę węgla na poziomie 300 EUR za tonę. To jest absolutnie nieakceptowalne i ten węgiel nie znajdzie nabywców.

Mając na uwadze to, że w miarę zwiększania się głębokości eksploatacji zwiększa się poziom zagrożeń naturalnych – najczęściej występują zagrożenia skojarzone czyli tąpaniowe, metanowe i pożarowe – mając na uwadze bezpieczeństwo ludzi, tej eksploatacji nie planujemy. Natomiast, gdyby zebrane w tym eksperymencie doświadczenia pozwoliły na eksploatację poprzez podziemne zgazowanie węgla, to wtedy można tę energię chemiczną z węgla wydobyć w postaci syngazu, który – mówiono o tym w poprzednich wystąpieniach – może mieć zastosowanie energetyczne i w przemyśle chemicznym.

Jednym z kluczowych pytań, na które ten eksperyment ma dać odpowiedź, jest pytanie, jak szeroko może pracować jeden generator? To znaczy, jak szeroko będzie się rozszerzał proces zgazowania? Ma to znaczenie z tego względu, że jeśli chcielibyśmy zgazowywać metodą otworów z powierzchni, to musimy wiedzieć, jak szeroka musi być ta siatka otworów, żeby udało się zgazować cały pokład. Wiadomo, że każdy otwór to koszt kilku milionów złotych. Dziękuję.

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Jeśli można, panie przewodniczący, to chciałabym powiedzieć dwa słowa. Ponieważ Główny Instytut Górnictwa bierze udział w tym eksperymencie, konsorcjum składa się z wielu partnerów, my zajmujemy się tą częścią dotyczącą podziemnego zgazowania węgla. Chciałabym nadmienić, że jest to kontynuacja projektów wcześniej realizowanych przez nasz instytut. Były to projekty Huge 1 i Huge 2, gdzie takie próby były przeprowadzane najpierw w podziemnym georeaktorze do zgazowywania na powierzchni, a później – w doświadczalnej kopalni „Barbara". Zebrane doświadczenia pozwoliły na nawiązanie współpracy z KHW i podjęcie realnych działań w tym obszarze.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję. Mam do pani pytanie natury inżynieryjno-ekonomicznej. Powiedziała pani, że wprowadzenie technologii CCS obniża sprawność kotła czy bloku o ok. 10%. Z tego wykresu, który pani przedstawiła odnośnie do podnoszenia sprawności kotłów, wynikało, że o 30% zmniejsza się emisja przy dziesięcioprocentowym podniesieniu sprawności.

Czy stosowanie tej instalacji nie jest dziś utopią? Wydaje mi się, że gdybyśmy skoncentrowali się na efektywności, to spokojnie możemy zapomnieć o wychwytywaniu tego dwutlenku węgla.

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Przekazanie tej informacji było jednym z założeń, jakie sobie postawiłam. Mamy wiele do zrobienia w kwestii efektywności i istnieją możliwości zmian na lepsze. Były przeprowadzone analizy związane z pakietem „3x20", który zakłada ograniczenie emisji, które wykazały, że gdybyśmy podnosili sprawność naszych bloków węglowych do poziomu możliwego na rynku, to osiągnęlibyśmy lub zbliżylibyśmy się do celu redukcji. Trzeba pamiętać, że są to już dostępne technologie, a na całym świecie trwają prace, żeby efektywność była jeszcze większa. Efekty tych prac będą dostępne. Może nie za rok, może za trzy, za pięć, ale będą. Staną się dostępne szybciej niż komercyjna technologia CCS.

Ta analiza była robiona przez bodajże Politechnikę Śląską w 2010 r. i dane, na które się powoływałam, były zebrane dla takiego bloku nadkrytycznego, czyli o sprawności 44,3%, i politechnika wyliczyła dla tego bloku, że strata sprawności przy zastosowaniu technologii IGCC to jest 8,3%, a przy zastosowaniu *Post-Compaction* to jest 12,2% .

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Żeby to prosto powiedzieć, to średnia sprawność bloków w Polsce to w tej chwili ok. 34%. Jeżeli będziemy inwestować, to ta sprawność podniesie się o 10%. Jeżeli do tego zastosujemy CCS, to staniemy na obecnym poziomie.

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Nasze jednostki wytwórcze, jeśli dobrze pamiętam, 40% z nich ma ponad 30 lat. Tu jest duże pole do popisu.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Teraz pan poseł Rzymełka i pan prezes Kaczorowski.

Były poseł Jan Rzymełka:

Dziękuję bardzo. Wydaje mi się, że powtarza pani pewien mit. Tu wyraźnie zostało powiedziane, że mówimy wyłącznie o CC, czyli o *carbon and capture. Storage* jest droższe niż *capture* i transport.

Jeżeli ma to dotyczyć 5, 7, 10 pokoleń, to koszty ciągnione tego rachunku są w ogóle nie uwzględnione w tych 8-10%. Nie mówmy o kosztach CCS, tylko wyłącznie o kosztach CC.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

To rozumiemy.

Asystent dyrektora naczelnego GIG dr inż. Aleksandra Koteras:

Mówiliśmy o sprawności. W prezentacji przedstawiałam wyłącznie *storage*. Dotyczyło to jednej lokalizacji i kosztów około 50 mln zł. Było to wstępne rozpoznanie problemu. Pominęłam transport, który też jest kosztowny i kwestie *capture*. Który przedsiębiorca będzie chciał się tego podjąć?

Dyrektor IChPW dr inż. Aleksander Sobolewski:

Pan poseł ma rację. Te wszystkie obliczenia, które są, to są robione na granicy elektrowni. Jest to gaz wyseparowany i sprężony do transportu.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Rozumiemy. Dziękuję za te wyjaśnienia. Teraz pan prezes Kaczorowski.

Prezes Zarządu PGE GiEK SA Jacek Kaczorowski:

Słowo odniesienia do tego, co zostało powiedziane w kwestii sprawności i tego, z czym w tej chwili mamy do czynienia.

Wszystkie nasze instalacje to instalacje o sprawności powyżej 40%. Tak jest z blokami w Bełchatowie. Tak jest z blokami w Opolu, które są budowane, do tego Kozienice, za chwilę dołączy Turów. Nadzieja na podniesienie sprawności przy jednoczesnym obniżeniu emisyjności jest po prostu zawarta w programie rozwoju polskiej energetyki. Powiedziano tu, że 40% tej energetyki to urządzenia trzydziestoletnie. Stoimy przed bezwzględną koniecznością zamiany tych jednostek nowymi. Dlatego też uzysk, który możemy mieć poprzez zastosowanie instalacji CCS, który kompensuje wzrost sprawności i obniżenie emisyjności, daje efekt w postaci obniżenia emisyjności, ale cały wysiłek, który ponosimy w kierunku podniesienia sprawności, jest w tym momencie niweczony.

Trwają prace nad kolejnymi instalacjami, już nie na parametry ultra, ale superultrakrytyczne. One dają nadzieję na możliwość podniesienia sprawności o kolejne 10 punktów procentowych. Odnosząc się do wszystkich prezentacji, uważam je za bardzo ciekawe. Dziś powinniśmy się skupić nad tym, żeby polityka energetyczna państwa dookreśliła miks energetyczny, sposób pokrycia zapotrzebowania na energię w perspektywie zakładanej jej obowiązywaniem. To jest zadanie, tak naprawdę, na teraz.

Zmiana polityki klimatycznej Unii Europejskiej daje zadanie na teraz i decyzje dotyczące wykorzystania polskiego złota – węgla – też dane są na teraz. Stoimy przed ogromnymi wyzwaniami. Nie ukrywam, że cały czas pracujemy nad pozyskaniem koncesji na nowe złoża. W przypadku PGE GiEK SA to jest złoże „Złoczew”i złoże „Gubin”. Jak sądzę, koncesję uzyskamy na przełomie lat 2016-2017, ale, wracając do słów pani profesor, te decyzje muszą być podejmowane w tej chwili, bo perspektywa realizacji tych projektów w powiązaniu z wytwórczością to jest minimum 15 lat od pomysłu do prze-

mysłu. Dlatego też dziś ta dyskusja musi być prowadzona dwutorowo. Z pewnością nie należy zarzucać prac nad problematyką związaną z wychwytywaniem i zagospodarowywaniem CO_2. Trzeba je kontynuować, ale nie wolno zaniechać tej problematyki, która jest przedmiotem prac Komisji od kiedy pamiętam. Mówię w tym momencie o polskich złożach węgla kamiennego i brunatnego i dostępności do nich, czyli o problematyce, która była poruszana na ostatnich trzech posiedzeniach. To jest temat niezwykle istotny, bo my możemy zapisać pewne rzeczy w projektach polityki energetycznej państwa, dookreślić te założenia sposobu pokrycia zapotrzebowania i za chwilę możemy dowiedzieć się, że nie możemy korzystać z tych złóż, bo koszty inwestycyjne i koszty społeczne będą na tyle wysokie, że nie będziemy w stanie utrzymać możliwości pozyskania złóż dla pokrycia zapotrzebowania energetycznego. Ta problematyka ma charakter wielowątkowy, wielokompleksowy, ale decyzje trzeba podejmować teraz. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Bardzo dziękuję. Nie ma więcej zgłoszeń, ale chciałbym oddać głos panu prezesowi. Proszę bardzo. Już chwaliłem pana za cichą aktywność. Teraz proszę być głośno aktywnym.

Prezes Zarządu GIPH Janusz Olszowski:

Będąc przy głosie, chciałbym złożyć na ręce pana przewodniczącego podziękowania dla całej komisji za chęć pochylenia się nad tą tematyką i zaproszenie nas na to posiedzenie.

Pozwolę sobie na krótki komentarz. Odnośnie do prognoz zapotrzebowania, chciałbym zwrócić uwagę, że są to takie unikatowe prognozy, ponieważ, mimo, że zostały wykonane na polecenie producentów węgla kamiennego i brunatnego, zawierają 18 wariantów, w tym warianty skrajnie niekorzystne dla użytkowników węgla i użytkowania węgla. To jest taki materiał, który oczywiście przekazaliśmy wszystkim, który ma posłużyć do podejmowania decyzji politycznych na zasadzie „co by było gdyby”.

Oczywiście, te prognozy są na stronach internetowych GIPH. Stamtąd można je pobrać. Jeśli ktoś życzy sobie wersję książkową, proszę o zgłoszenie, dostarczymy.

Wielokrotnie mówiono, że przyszłość węgla i energetyki węglowej jest zależna od cen uprawnień do emisji CO_2. Chcę zwrócić na to uwagę, bo jest to bardzo ważna sprawa. Okazało się, że wolny rynek w Unii Europejskiej doprowadził do tego, że zużycie węgla zamiast spadać wzrosło w krótkim czasie, gdyż była potrzebna tania energia. Węgiel okazał się bardziej konkurencyjny od innych nośników energii i Komisja Europejska zaczęła majstrować na tym rynku i poprzez wiadome decyzje doprowadzili do wycofania 900 mln uprawnień, co doprowadziło do sztucznego podbicia ich cen, a tym samym obniżyło konkurencyjność węgla.

Obawiam się, że tego typu zakusy mogą być kontynuowane. Jeśli cena uprawnień nie zwiększy się do oczekiwanego poziomu, to, powiem wprost, brutalnie – chodzi o producentów konkurencyjnych dla węgla nośników energii – takie decyzje mogą być powielane aż do skutku. Nie będę rozwodził się na temat, którymi bocznymi drzwiami zostało to wprowadzone. Udało się i myślę, że same nasze weta nie wystarczą. Powinniśmy się starać tworzyć na szczeblu rządowym koalicję z państwami, w których zużycie węgla jest równie wysokie. Niekoniecznie muszą być to producenci węgla.

Kolejna uwaga dotyczy CCS. To CCS stało się takim słowem-wytrychem. Jest to usprawiedliwienie podejmowania pewnych decyzji, których rezultatem ma być eliminacja węgla z rynków europejskich lub poważne ograniczenie zużycia węgla. Dziś zostało powiedziane i wykazane, że technologia CCS to jest technologia odległej przyszłości. Dziś jest to *science-fiction.* Nikomu na świecie nie udało się wprowadzenie tego w skali przemysłowej. Niektóre państwa unijne zabraniają podziemnego składowania dwutlenku węgla i równocześnie jak mantrę powtarza się zdanie – „elektrownie węglowe tak, ale tylko z CCS”. To samo mówią politycy unijni.

Sprawa jest na tyle poważna, że niektóre banki, w tym Bank Światowy, Europejski Bank Inwestycyjny czy EBOR, wprowadziły wewnętrzne regulacje, które nie pozwalają na finansowanie ze środków tych banków budowy elektrowni węglowej. Na takim poziomie zostały określone limity emisji CO_2 na 1 KWh, że bez CCS nie można spełnić tych norm. Jest to instrument służący do eliminacji węgla.

Nazywam to po imieniu. Nie możemy na to się zgadzać i dopuścić do tego, żeby były podejmowane działania, które sztucznie obniżają konkurencyjność węgla.

I ostatnia uwaga. Była tu mowa o stworzeniu szeregu regulacji prawnych, które mogłyby spowodować szersze użytkowanie tych niskoemisyjnych paliw węglowych i nowoczesnych technologii ich spalania. Chciałbym, aby państwo zastanowili się nad wprowadzeniem preferencji dla węgli niskoemisyjnych i użytkowników nowoczesnych kotłów. Dziś najgorszy węgiel obłożony jest podatkiem VAT tej samej wielkości, co paliwa ekologiczne. Może preferencje podatkowe i cenowe skłonią do korzystania z tych paliw i urządzeń i przyczynią się do zmniejszenia niskiej emisji? Dziękuję.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję bardzo. Nie zamykam tematu. Mówię to, żeby nie było żadnych wątpliwości. Przyjęliśmy obiektywną informację, ale niepełną. Chcielibyśmy wysłuchać przedstawicieli innych ośrodków, którzy będą podpowiadali inne rozwiązania.

Chciałbym skorygować propozycje pana prezesa. Powiedział pan, że „myśmy się powinni zająć”, itd. My, parlamentarzyści, powinniśmy pobudzić wszystkie środowiska do działania. Interesem indywidualnego odbiorcy, każdej firmy, producentów węgla i kotłów węglowych, jest to, żeby było stabilnie. Jeżeli ta stabilność będzie długofalowa, to wszyscy będą zadowoleni, bo będą wiedzieć, co ich czeka, jak zaplanować jutro, pojutrze itd. Założenia polityki energetycznej mamy ustalone do 2030 r. i powinniśmy je weryfikować co trzy lata.

Dzisiejsze spotkanie służyło poznaniu informacji, które były przez państwa przedstawione. Jeśli idzie o regulacje prawne, to do 2020 r. mamy związane ręce. Co będzie po 2020 r., pokaże czas. Wszyscy, w interesie Polski, Europy i świata, powinniśmy podjąć takie decyzje, które usatysfakcjonują wszystkich.

Dodam, że nie kto inny jak pan marszałek Ludwik Dorn założył parlamentarny zespół ds. wynegocjowania z Unią – mówię w skrócie – lepszych warunków po 2020 r. Tam klamka jeszcze nie zapadła. Musimy przygotować taki pakiet informacji, który pozwoli wpływać na prawo obowiązujące po 2020 r. Sytuacja zewnętrzna zaczęła nam sprzyjać. Nie oceniam czy to dobrze, czy źle. Tak jest, po prostu.

Chciałbym również zaprosić – zaczyna się za 25 minut – na posiedzenie parlamentarnego zespołu ds. energetyki. Tam będzie kontynuacja tego tematu. Tam poznamy sposoby ograniczenia emisji niekoniecznie poprzez inwestowanie w OZE, tylko przy użyciu innych technologii.

Nie mogliśmy tego posiedzenia ciągnąć w nieskończoność. Teraz je kończymy, a o godz.13.00 w sali obok rozpocznie się posiedzenie parlamentarnego zespołu ds. energetyki. Zapraszam na to spotkanie.

Jeszcze raz dziękuję panu Krzysztofowi Gadowskiemu. Zadał sobie wiele trudu, by dobrze, merytorycznie przygotować to nasze dzisiejsze spotkanie. Państwu prelegentom dziękuję za materiały. Mam informację, że materiały z poszczególnych prezentacji już są w naszym sekretariacie. Dziękuję za ich przekazanie. Będziemy mieli je na iPadach. Jeszcze raz dziękuję panu prezesowi Olszowskiemu za tę cichą mrówczą robotę, której dziś mogliśmy się przyjrzeć. Bardzo dziękuję. Zapraszam na 13.00.